



TUGAS AKHIR- RF141501

**ANALISIS PERBANDINGAN ANTARA RESPON SEISMIK
SINTETIK PP DAN PS BERDASARKAN PEMODELAN
SUBSTITUSI FLUIDA PADA SUMUR**

**NOVA LINZAI
NRP. 3712100002**

**Dosen Pembimbing
Dr. Ir. Amien Widodo, M.S
Firman Syaifuddin, S.Si, MT**

**Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Sipil dan Perencanaan
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2016**



UNDERGRADUATE THESIS - RF141501

**COMPARISON IN SEISMIC RESPONSE BETWEEN SYNTHETIC
PP AND PS BASED ON WELL FLUID SUBSTITUTION
MODELING**

**NOVA LINZAI
NRP. 3712100002**

**Advisor Lecturer
Dr. Ir. Amien Widodo, M.S
Firman Syaifuddin, S.Si, MT**

**Geophysical Engineering Department
Faculty of Civil Engineering and Planning
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2016**

ANALISIS PERBANDINGAN ANTARA RESPON SEISMIK SINTETIK PP DAN PS BERDASARKAN PEMODELAN SUBSTITUSI FLUIDA PADA SUMUR

TUGAS AKHIR

Diajukan untuk memenuhi Sebagian Persyaratan Untuk Memperoleh
Gelar Sarjana Teknik
Pada
Jurusan Teknik Geofisika
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya, 27 Juli 2016

Dosen Pembimbing I,



Dr. Ir. Amien Widodo, M.S
NIP. 195910101988031002



Dosen Pembimbing II,



Eisman Syaifuddin, S.Si, M.T
NIP. 198409112014041001

Mengetahui:
Kepala Laboratorium
Geofisika Teknik dan Lingkungan



Dr. Ir. Amien Widodo, M.S
NIP. 195910101988031002

ANALISIS PERBANDINGAN ANTARA RESPON SEISMIK SINTETIK PP DAN PS BERDASARKAN PEMODELAN SUBSTITUSI FLUIDA PADA SUMUR

Nama : Nova Linzai
NRP : 3712100002
Jurusan : Teknik Geofisika FTSP - ITS
Pembimbing : Dr. Ir. Amien Widodo, M.S
: Firman Syaifuddin, S.Si, M.T

Abstrak

Penelitian yang bertujuan untuk menganalisa perbandingan sintetik PP dan PS berdasarkan pemodelan sumur. Penelitian ini mencakup pemodelan data sumur dan pembuatan seismik sintetik gather PP dan PS. Pemodelan data sumur yang dilakukan adalah pemodelan substitusi fluida (100% air, minyak dan gas) dengan teori Gassman dan proses editing log. Pembuatan seismik sintetik gather PP dan PS berdasarkan prinsip gelombang elastik dengan memanfaatkan komponen vertikal dan horizontal. Pemodelan sintetik kedepan menggunakan prinsip ray tracing dengan jumlah offset 101 dengan range offset 0-4000m. Penelitian ini menunjukkan bahwa hasil dari substitusi fluida sangat mempengaruhi kecepatan gelombang P dan densitas, sedangkan perubahan terhadap kecepatan gelombang S tidak terlalu signifikan. Reservoir merupakan sand gas sehingga nilai kecepatan gelombang P ketika disubstitusi gas lebih besar daripada minyak. Hasil dari sintetik gather PP dan PS adalah perbedaan time position. Efek substitusi fluida (fluida pengisi pori batuan) terhadap respon seismik berupa time delay (efek gas) akibat adanya penurunan kecepatan gelombang P.

Kata kunci: *Substitusi Fluida, Sintetik Gather PS, Gelombang Elastik, Time position*

COMPARISON IN SEISMIC RESPONSE BETWEEN SYNTHETIC PP AND PS BASED ON WELL FLUID SUBSTITUTION MODELING

Name : Nova Linzai
NRP : 3712100002
Major : Teknik Geofisika FTSP - ITS
Advisor : Dr. Ir. Amien Widodo, M.S
: Firman Syaifuddin, S.Si, M.T

Abstract

The objective of this study is to analyze the seismic modeling response in PP and PS synthetic gather based on well fluid substitution modeling. The methodology consists of well based modeling and seismic synthetic gather PP and PS generation. Well based modeling was performed in gas, oil and brine case by using Gassman fluid substitution seismic modeling and log editing. Seismic synthetic gather PP and PS generation use the elastic wave theory with the consideration of horizontal and vertical component. The synthetic forward modeling using ray tracing with number of offset 101 and offset range 0-4000m. The result of fluid substitution modeling is slightly affecting the changing in compressional wave velocity and density and not significantly changing the shear wave velocity. The reservoir estimated to be gas sand, which is affect the compressional velocities for gas sand are faster than oil in the same sand. The time position differences observed between synthetic gather PP and PS. Pore fluid filling affect the seismic response in time delay (gas effect) because of the decreasing compressional velocity.

Keywords: *Fluid substitution, Synthetic Gather PS, Elastic Wave, Time Position*

DAFTAR ISI

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	v
Lembar Pengesahan.....	vii
Abstrak	ix
Abstract	xi
KATA PENGANTAR.....	xiii
DAFTAR ISI	xv
DAFTAR GAMBAR.....	xvii
DAFTAR TABEL	xix
DAFTAR GRAFIK	xxi
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Rumusan Masalah	2
1.3 Tujuan Penelitian.....	2
1.4 Batasan Masalah/ Ruang Lingkup Masalah	2
1.5 Manfaat Penelitian.....	2
1.6 Sistematika Penulisan	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1 Gelombang Seismik (Elastik).....	5
2.2 Pemodelan Substitusi Fluida	10
BAB III METODE PENELITIAN	15
3.1 Data Penelitian.....	15
3.2 Metodologi Penelitian.....	15
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....	27
4.1 Analisis Pemodelan Substitusi Fluida	27
4.2 Analisis Sintetik <i>Gather</i> PP dan PS.....	38
BAB V PENUTUP	47

5.1	Kesimpulan.....	47
5.2	Saran.....	47
	DAFTAR PUSTAKA.....	49
	DAFTAR ISTILAH.....	51
	LAMPIRAN	53
	BIODATA PENULIS.....	57

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1	Perbandingan nilai kecepatan gelombang P, S dan densitas dalam keadaan insitu, 100% gas, minyak dan air di kedalaman 982.75 m	27
Tabel 4.2	Perbandingan nilai kecepatan gelombang P, S dan densitas dalam keadaan insitu, 100% gas, minyak dan air di kedalaman 1056.28 m	28
Tabel 4.3	Perbandingan nilai kecepatan gelombang P, S dan densitas dalam keadaan insitu, 100% gas, minyak dan air di kedalaman 1323.28 m	29
Tabel 4.4	Perbandingan nilai kecepatan gelombang P, S dan densitas dalam keadaan insitu, 100% gas, minyak dan air di kedalaman 1380.78 m	30
Tabel 4.5	Perbandingan nilai kecepatan gelombang P, S dan densitas dalam keadaan insitu, 100% gas, minyak dan air di kedalaman 1485.28 m	31

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Penjalaran Gelombang P melalui Medium	5
Gambar 2.2	Penjalaran Gelombang S melalui medium	6
Gambar 2.3	Konversi Gelombang P pada batas elastik	7
Gambar 2.4	Deskripsi geometri Penjalaran sinar dan arah polarisasi refleksi gelombang P dan S dari bidang batas horizontal (Tatham dan McCormack, 1998)	8
Gambar 2.5	Ilustrasi titik pantul gelombang PP dan PS pada reflector (Gurigay, 2012)	9
Gambar 2.6	Daftar modulus bulk, modulus geser, densitas mineral	13
Gambar 3.1	Metodologi Penelitian	16
Gambar 3.2	Input data pada pemodelan substitusi fluida	17
Gambar 3.3	Distribusi data porositas dan saturasi air pada kedalaman 917.73-1678.39m	18
Gambar 3.4	Penentuan kedalaman reservoir dan zona yang akan di substitusi fluida	18
Gambar 3.5	Penentuan parameter matrix dan fluida	19
Gambar 3.6	Langkah- langkah pemodelan substitusi fluida	20
Gambar 3.7	Perubahan log insitu terhadap log baru (minyak)	21
Gambar 3.8	Wavelet untuk sintetik PP (kiri), sintetik PS (kanan)	21
Gambar 3.9	Penentuan parameter sintetik gather	23
Gambar 3.10	Penentuan parameter respon sintetik gather	24
Gambar 3.11	Hasil pembuatan sintetik seismik <i>gather</i> PP dan PS	25
Gambar 4.1	Perbandingan log <i>P-wave</i> , <i>S-wave</i> dan densitas insitu dengan log hasil substitusi (100% gas, minyak dan air) di kedalaman 982.75 m	27
Gambar 4.2	Perbandingan log <i>P-wave</i> , <i>S-wave</i> dan densitas insitu dengan log hasil substitusi (100% gas, minyak dan air) di kedalaman 1056.28 m	28
Gambar 4.3	Perbandingan log <i>P-wave</i> , <i>S-wave</i> dan densitas insitu dengan log hasil substitusi (100% gas, minyak dan air) di kedalaman 1323.28 m	29
Gambar 4.4	Perbandingan log <i>P-wave</i> , <i>S-wave</i> dan densitas insitu dengan log hasil substitusi (100% gas, minyak dan air) di kedalaman 1380.78 m	30
Gambar 4.5	Perbandingan log <i>P-wave</i> , <i>S-wave</i> dan densitas insitu dengan log hasil substitusi (100% gas, minyak dan air) di kedalaman 1485.28 m	31

Gambar 4.6	Perbandingan Sintetik <i>Gather</i> PP (kiri) dan PS (kanan) (belum dikoreksi NMO) fluida insitu.	39
Gambar 4.7	Perbandingan perubahan posisi waktu pada event yang sama: sintetik gather PP dengan gas masking (kiri), tanpa gas masking	41
Gambar 4.8	Perbandingan perubahan posisi waktu pada event yang sama: sintetik gather PP dengan gas masking (kiri), tanpa gas masking	42
Gambar 4.9	Perbandingan perubahan posisi waktu pada event yang sama: sintetik gather PS dengan gas masking (kiri), tanpa gas masking	43
Gambar 4.10	Perbandingan perubahan posisi waktu pada event yang sama: sintetik gather PS dengan gas masking (kiri), tanpa gas masking	44
Gambar 4.11	Sintetik <i>gather</i> vertikal komponen dan horizontal pada PP <i>time</i> (a) komponen vertikal (PP data), (b) komponen horizontal (PS data) dan PS <i>time</i> (c) komponen vertikal, (d) komponen horizontal.	46

DAFTAR GRAFIK

Grafik 4.1	Hubungan Kecepatan gelombang P terhadap saturasi air di kedalaman 982.79m	33
Grafik 4.2	Hubungan Kecepatan gelombang P terhadap saturasi air di kedalaman 1323.28 m	33
Grafik 4.3	Hubungan Densitas terhadap saturasi air di kedalaman 982.79m	34
Grafik 4.4	Hubungan Densitas terhadap saturasi air di kedalaman 1323.28 m	34
Grafik 4.5	Hubungan Kecepatan gelombang S terhadap saturasi air di kedalaman 982.79m	35
Grafik 4.6	Hubungan Kecepatan gelombang S terhadap saturasi air di kedalaman 1323.28 m	35
Grafik 4.7	Hubungan kecepatan dengan saturasi air pada kasus gas di kedalaman 1323.3m	37
Grafik 4.8	Hubungan kecepatan dengan saturasi air pada kasus minyak di kedalaman 1323.3m	38

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Dalam survey eksplorasi seismik ada dua jenis gelombang yang dapat dimanfaatkan yaitu gelombang P dan S. Setiap gelombang diharapkan dapat membantu dan mempermudah eksplorasi minyak dan gas. Survey seismik eksplorasi konvensional banyak memanfaatkan Gelombang PP. Gelombang PP merupakan metode seismik eksplorasi yang menggunakan energi gelombang P menjalar ke bawah dan direfleksikan ke atas sebagai gelombang P juga. Selama bertahun-tahun, gelombang PP sangat sukses digunakan dalam metode seismik refleksi. Adapun kekurangan dari gelombang PP adalah energi gelombang P akan tersebar (dispersi) dan teredam (atenuasi) ketika melewati daerah tersaturasi gas. Keberadaan Gas pada reservoir dapat menghasilkan efek kantong gas (gas *chimney* atau gas *masking*) yang akan mengurangi kualitas gambar penampang seismik lapisan di bawah kantong atau reservoir gas. Berbeda dengan gelombang S, gelombang S tidak sensitif terhadap saturasi batuan sehingga dapat menembus sedimen yang tersaturasi gas. (Stewart & Lawton, 1996)

Dalam eksplorasi seismik refleksi, diharapkan gambar pada penampang memiliki resolusi yang bagus, rasio signal to noise tinggi dan gambar yang dapat secara langsung memperlihatkan kondisi bawah permukaan seperti lapisan, patahan dll. Sehingga para ahli geofisika yang selama ini hanya memanfaatkan gelombang P pada eksplorasi seismik, menemukan cara baru yaitu dengan menggabungkan gelombang P dan S yang dikenal sebagai Gelombang PS (*converted-wave*). Gelombang PS merupakan metode seismik eksplorasi yang menggunakan energi gelombang P menjalar ke bawah dan direfleksikan ke atas sebagai gelombang S. Tujuannya adalah untuk memanfaatkan properti gelombang P sebagai energi awal dan gelombang S sebagai energi yang di pantulkan, sehingga kekurangan dari gelombang P dapat ditutupi dengan adanya gelombang S.

Pada Tugas Akhir ini penulis ingin menganalisa perbandingan antara seismik sintetis PP dan PS berdasarkan pemodelan sumur. Pemodelan pada sumur yang akan dilakukan adalah substitusi fluida atau Fluid Replacement Modeling (FRM) untuk melihat perubahan terhadap Gelombang P (V_p), Gelombang S (V_s) dan densitas (ρ). Kemudian perubahan fluida tersebut akan dianalisis respon terhadap seismik sintetis PP dan PS. Harapan dari tulisan ini adalah untuk memberikan informasi terkait dengan fenomena gelombang PS berdasarkan pemodelan sumur.

1.2 Rumusan Masalah

Permasalahan yang diangkat dalam penelitian ini sebagai berikut:

1. Bagaimana cara memodelkan substitusi fluida pada sumur dengan menggunakan Teori Gassman beserta analisisnya?
2. Bagaimana cara membuat seismik sintetik PP dan PS pada setiap jenis fluida hasil pemodelan pada sumur?
3. Bagaimana analisa perbandingan efek pemodelan substitusi fluida terhadap respon seismik dalam sintetik PP dan PS?
4. Bagaimana analisa perbandingan efek gas *masking* terhadap respon seismik sintetik PP dan PS

1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Membuat model dan analisa substitusi fluida berdasarkan data sumur menggunakan Teori Gassmann
2. Membuat seismik sintetik PP dan PS pada setiap jenis fluida hasil pemodelan pada sumur.
3. Membandingkan efek pemodelan substitusi fluida terhadap respon seismik dalam sintetik PP dan PS
4. Analisa gas *masking* terhadap respon seismik PP dan PS

1.4 Batasan Masalah/ Ruang Lingkup Masalah

Batasan masalah dalam penelitian ini adalah :

1. Persamaan yang digunakan dalam substitusi fluida adalah persamaan Gassmann
2. Fluida Substitusi: *brine, oil and gas*
3. Analisis Substitusi Fluida: Perubahan log V_p , V_s dan Densitas
4. Analisa seismik sintetik gather: perubahan *time position*

1.5 Manfaat Penelitian

Manfaat dari penelitian ini adalah memberikan informasi mengenai pemodelan substitusi fluida berdasarkan Teori Gassman dan efek substitusi fluida pada seismik sintetik *gather* pada survey seismic gelombang PP dan PS.

1.6 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan tugas akhir ini, tersusun dalam lima bab yaitu :

Bab 1: Pendahuluan

Berisi latar belakang masalah, maksud dan tujuan, perumusan masalah dan manfaat tugas akhir.

Bab 2: Tinjauan Pustaka

Berisi mengenai kajian pustaka dan teori- teori dari penelitian sebelumnya yang digunakan pada tugas akhir.

Bab 3: Metodologi Penelitian

Berisi tentang metode dan tahap pengambilan data.

Bab 4: Analisa Data dan Pembahasan

Berupa hasil data yang diperoleh, serta analisa yang dilakukan.

Bab 5: Kesimpulan

Berisi kesimpulan dari penelitian yang telah dilakukan

BAB II

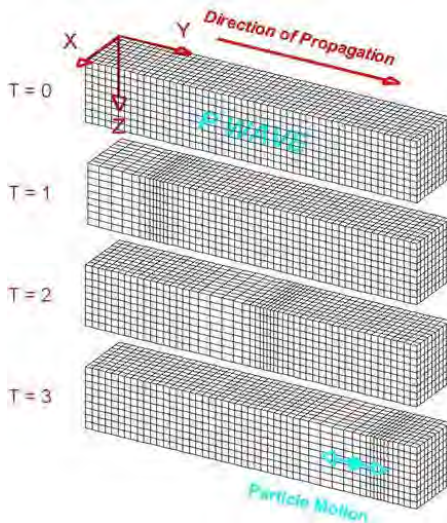
TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Gelombang Seismik (Elastik)

2.1.1 Gelombang Kompresi (Gelombang P)

Pada gelombang P, gerak partikel paralel atau searah terhadap arah penjaran gelombang (bergerak seperti pegas). *Receiver* (penerima) merekam gerakan gelombang secara vertikal. Kecepatan gelombang P bergantung pada bulk density, bulk modulus (*incompressibility*), dan modulus geser (*rigidity*).

Gelombang P dapat menjalar pada medium padat dan fluida. Kecepatan gelombang P kurang lebih sama ketika menjalar ke bawah dan kembali ke atas sehingga titik refleksinya mudah diketahui. Medan gelombang P tidak terpolarisasi. Kecepatan gelombang P dipengaruhi oleh litologi dan pengisi pori sehingga velocity pada reservoir di gas berbeda dengan di air.



Gambar 2.1 Penjaran Gelombang P melalui Medium (source: <http://www.geo.mtu.edu/UPSeis/waves.html>)

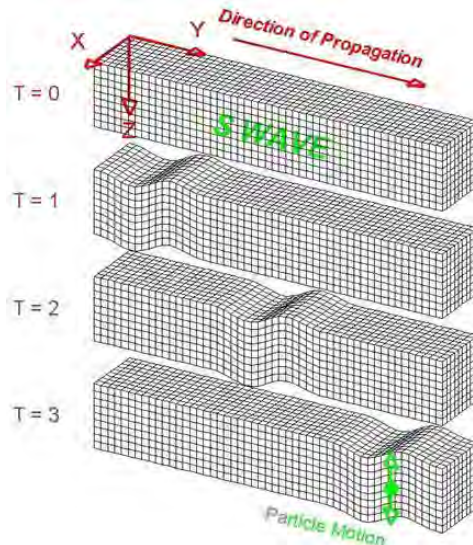
2.1.2 Gelombang Geser (Gelombang S)

Pada gelombang S, gerak partikel tegak lurus dengan arah penjaran gelombang (bergerak seperti tali yang diikat pada salah satu ujungnya dan

ujung lainnya di gerakkan naik turun atau seperti pergerakan ular). Receiver (penerima) merekam gerakan gelombang secara horizontal. Kecepatan gelombang S dipengaruhi oleh densitas bulk dan modulus geser. Fluida pengisi pori tidak mempengaruhi gelombang S karena fluida tidak memiliki modulus geser.

Sumber gelombang S (diukur sebagai Gelombang SS) biasanya menggunakan vibrator atau tubrukan (*impact*). Sumber ini tidak dapat di gunakan di air karena cairan akan termampatkan (kompres) tapi tidak bergeser (atau lebih tepatnya, cairan sangat gampang bergeser tapi tidak dapat bergeser terus menerus seiring dengan gelombang S). Sumber gelombang S cenderung lemah dan sering kesulitan melewati bumi (contohnya sumber memiliki masalah di *coupling*) sehingga sinyal yang kembali lebih lemah dari pada Gelombang S.

Kecepatan gelombang SS sama dengan gelombang PP, tetapi gelombang S terpolarisasi sehingga sumber dan penerima harus berorientasi sama. Contoh, tidak bisa mengatur sumber gelombang dengan arah E-W dan mengatur penerima untuk merekam arah horizontal N-S. Penerima tidak akan merekam data yang berasal dari sumber yang arahnya berbeda dengan penerima.



Gambar 2.2 Penjalaran Gelombang S melalui medium (source: <http://www.geo.mtu.edu/UPSeis/waves.html>)

2.1.3 Gelombang PS (Converted- Wave)

Gelombang PS (*converted- wave*) dapat diukur di survey laut ketika penerima berada pada *seabed* (dasar laut). Sinyal yang didapatkan akan lebih baik daripada gelombang SS karena sumber yang digunakan berasal dari gelombang P. Akan tetapi, kecepatan ketika turun dan naik akan berbeda (Kecepatan gelombang P pada saat turun dan gelombang S pada saat naik). Ini mengakibatkan titik refleksi (*mid-way*) antara sumber dan penerima tidak lagi berada di tengah, walaupun di reflektor datar.

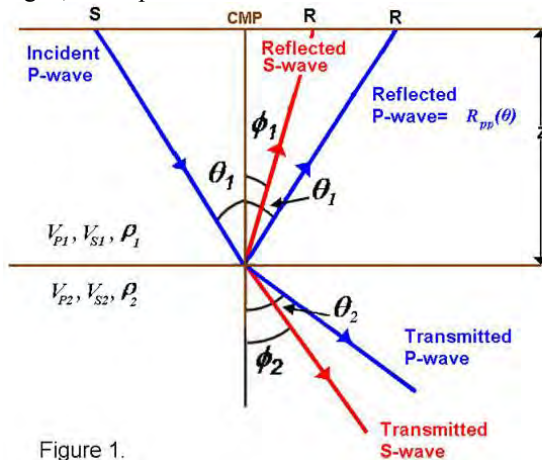


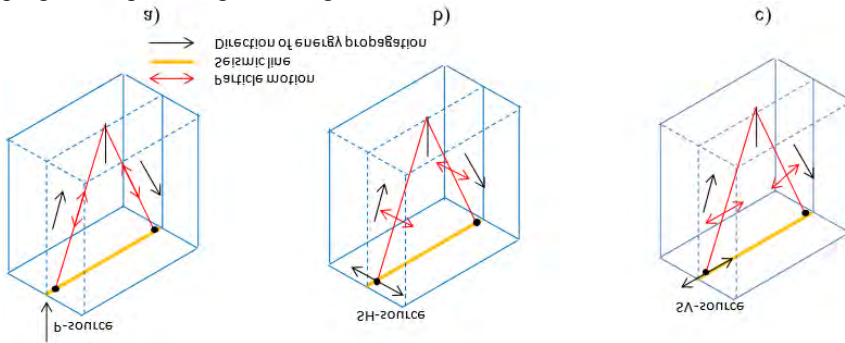
Figure 1.

Gambar 2.3 Konversi Gelombang P pada batas elastik (HRS, 2008)

Ketika gelombang P menyentuh batas pada *non-zero incident angle*, maka akan terbentuk 4 gelombang. Sehingga menghasilkan perbedaan sudut pantul dan kecepatan pada gelombang S dan P (Gambar 2.3)

PP-wave reflection:	Dipantulkan ke atas sebagai gelombang P.
P-wave transmission:	Ditransmisikan sebagai gelombang P dan menjalar ke bawah menuju reflektor selanjutnya
PS-wave reflection:	Dipantulkan ke atas dan dikonversikan sebagai gelombang S
S-wave transmission:	Dikonversikan sebagai gelombang S dan menjalar ke bawah menuju reflektor selanjutnya.

Survey PS membutuhkan *receiver* 3 komponen (Gambar 2.4). Pada medium isotropis, kecepatan gelombang P dapat dianggap sebagai besaran skalar tetapi penjalaran gelombang S merupakan besaran vektor. Gelombang S memiliki informasi yang lebih banyak dibandingkan gelombang P. Pergerakan partikel pada gelombang P memiliki arah penjalaran yang ditentukan oleh geometri *ray* (sinar), sedangkan gelombang S pergerakan partikel tegak lurus dengan arah penjalaran. Pergerakan partikel dapat dideskripsikan pada 2 koordinat orthogonal. 2 koordinat digunakan untuk menjelaskan polarisasi pergerakan partikel gelombang S.



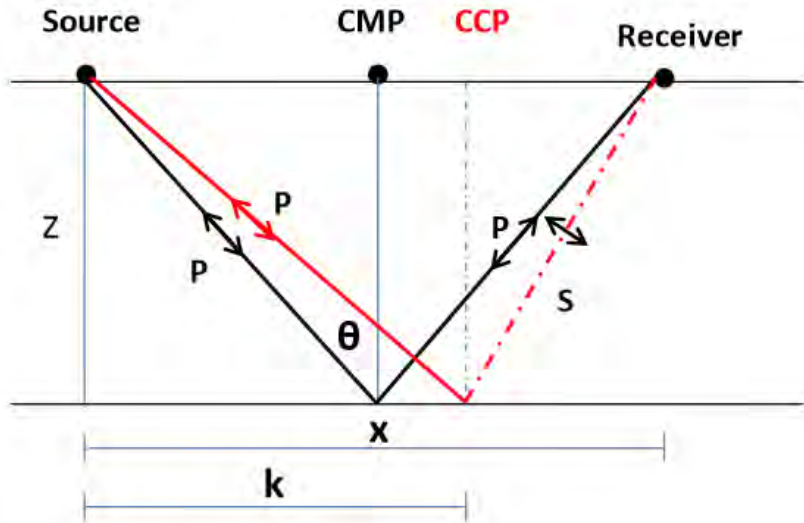
Gambar 2.4 Deskripsi geometri Penjalaran sinar dan arah polarisasi refleksi gelombang P dan S dari bidang batas horizontal (Tatham dan McCormack, 1998)

Survey P-S menggunakan sumber konvensional tetapi membutuhkan beberapa waktu lebih lama dalam perekaman setiap posisi receiver dan pengolahan data yang special. (Stewart et al., 2002)

Sudut datang gelombang P ditunjukkan oleh θ_1 dari arah vertical dan direfleksikan ke dalam gelombang S pada sudut ϕ . Kedua sudut dapat dihubungkan dengan Hukum Snell:

$$\frac{\sin \theta_1}{V_{p1}} = \frac{\sin \theta_2}{V_{p2}} = \frac{\sin \phi}{V_{s1}} = p \quad (2.1)$$

Dimana θ_2 adalah sudut refraksi gelombang P dan p merupakan parameter sinar (ray)



Gambar 2.5 Ilustrasi titik pantul gelombang PP dan PS pada reflector (Guirigay, 2012)

Perbedaan refleksi gelombang PS dan PP terletak pada geometri lintasan sinar refleksi (*ray path*). Raypath PP berbentuk simetris sedangkan PS tidak simetris karena V_s lebih kecil daripada V_p (Gambar 2.5). Titik pantul (refleksi) pada PS disebut *common conversion point* (CCP) sedangkan pada PP dikenal *common mid point* (CMP). Titik refleksi tidak berada di tengah seperti CMP tetapi lebih dekat ke *receiver*.

Perbedaan lain antara gelombang P dan S adalah polarisasi. Polarisasi P-wave memiliki arah yang sama dengan raypath sedangkan S-wave arahnya tegak lurus dengan arah raypath. Gelombang P akan direkam oleh *receiver* secara vertikal sedangkan gelombang S direkam pada *receiver* secara horizontal dan raypath secara vertikal. Sehingga dibutuhkan 3 komponen *receiver* dengan 1 komponen vertikal dan dua komponen horizontal.

Pendekatan awal jarak dari source ke xp, CCP dapat dihitung dengan menggunakan:

$$Xp = \frac{2h}{1 + \left(\frac{V_s}{V_p}\right)} \quad (2.2)$$

Dimana h merupakan jarak setengah antara *source* dengan *receiver*.

2.2 Pemodelan Substitusi Fluida

Substitusi fluida merupakan estimasi kecepatan gelombang P, S dan log densitas. Ketiga data log tersebut sangat sensitif terhadap pengaruh fluida yang mengisi pori batuan. Sehingga dalam aplikasinya membutuhkan pengetahuan tentang porositas, saturasi serta sonik gelombang P, sonik geser dan log densitas (Avrino, 2011). Substitusi fluida dapat dilakukan dengan metode *Fluid Replacement Modeling* (FRM). Tujuan dari FRM adalah untuk mengetahui respon suatu gelombang (dapat berupa koefisien refleksi atau nilai amplitudo) dengan mengganti fluida pada reservoir yang sebenarnya menjadi terisi fluida yang berbeda pada reservoir tersebut

2.1.4 Gassman- Substitusi Fluida

Pendekatan secara teori yang umum digunakan dalam substitusi fluida adalah Teori Gassmann (Gassman, 1951).

$$K_{sat} = K^* + \frac{\left(1 - \frac{K^*}{K_o}\right)^2}{\frac{\phi}{K_{fl}} + \frac{(1 - \phi)}{K_o} - \frac{K^*}{K_o^2}} \quad (2.3)$$

Dimana:

- K_{sat} : Bulk modulus batuan tersaturasi (*undrained of pore fluids*)
- K_o : Bulk modulus matriks mineral
- K_{fl} : Bulk modulus fluida pengisi pori
- K^* : Bulk modulus kerangkabatuan (*drained on any pore- filling fluid*)
- ϕ : Porositas

Aplikasi persamaan Gassman dibangun berdasarkan asumsi sebagai berikut:

1. Model batuan diasumsikan homogen dan isotropis dan setiap pori terkoneksi
2. Persamaan Gassman hanya valid pada frekuensi cukup rendah sehingga tekanan dalam pori meyerupai skala panjang yang lebih dari dimensi pori dan kurang dari panjang gelombang seismic yang melewati.

Persamaan Gassmann terkadang tidak dapat digunakan dalam kondisi porositas rendah atau *shaley sands* sampai batuan karbonat. Ini disebabkan oleh pori batuan yang tidak terkoneksi sehingga tidak sesuai dengan asumsi di atas. (Smith, Sondergeld, & Rai, 2003)

2.1.5 Properti Batuan

Persamaan Gassmann menghubungkan modulus bulk batuan tersaturasi dengan pori batuan pada awalnya dan pori yang sudah terisi fluida (Persamaan 2.3). Bulk modulus suatu batuan isotropik didefinisikan sebagai perbandingan tegangan hidrostatik terhadap regangan volumetrik. Perhitungan modulus bulk dapat dilakukan dengan pengukuran kecepatan di lab dan data log dengan rumus sbb:

$$K_{sat} = \rho_B \left(Vp^2 - \frac{4}{3} Vs^2 \right) \quad (2.4)$$

Dimana ρ_B merupakan densitas batuan, Vp merupakan kecepatan gelombang P dan Vs merupakan kecepatan gelombang S.

Modulus geser merupakan perbandingan antara tegangan dengan regangan. Perhitungan modulus geser dapat menggunakan persamaan sbb:

$$\mu = \rho_B vs^2 \quad (2.5)$$

Dimana μ merupakan modulus geser. Selain itu ada persamaan lain yang penting dalam proses substitusi fluida yaitu hubungan antara densitas fluida (ρ_{fl}), porositas (\emptyset), densitas matriks batuan (ρ_g), dan densitas batuan (ρ_B).

$$\rho_B = \rho_g(1 - \emptyset) + \rho_{fl} \emptyset \quad (2.6)$$

Dari persamaan di atas, selanjutnya dapat dilakukan perhitungan porositas.

2.1.6 Penggunaan Persamaan Gassmann

Sebelum memulai substitusi menggunakan persamaan, ada beberapa hal yang harus diketahui terlebih dahulu:

1. Porositas batuan (\emptyset)
Porositas didapatkan melalui data core atau analisis wireline data log dengan menggunakan (Persamaan 2.6)
2. Properti fluida (K_f , ρ_f)
Dalam pelaksanaan substitusi fluida, ada tiga pendekatan yang digunakan untuk menentukan modulus bulk dan densitas (fluida awal yang mengisi pori) yang belum disubstitusi maupun fluida baru yang akan dimodelkan:
 - a) Properti fluida diukur langsung (pada temperatur dan tekanan reservoir)
 - b) Properti fluida dihitung menggunakan persamaan (McCain, 1990; Danesh, 1998)
 - c) Properti fluida dihitung menggunakan kalkulator empiris (contoh, Batzle dan Wang, 1992)

Pada umumnya perbedaan antara modulus bulk dan densitas batuan dengan fluida awal tidak akan berbeda jauh dengan yang sudah

disubstitusi, kecuali fluida memiliki rasio gas-oil (GOR) yang tinggi. Pengisi pori biasanya terdiri dari dua fluida atau lebih sehingga setiap fluida dihitung satu satu kemudian akan digabungkan berdasarkan hukum fisika. Persamaan Gassman berasumsi bahwa setiap pori batuan terkoneksi dan tekanan dalam pori sama. Dengan demikian, asumsi bahwa fluida homogen terdistribusi ke seluruh ruang pori sehingga perhitungan modulus bulk untuk fluida campuran dapat dihitung dengan isostress atau Reuss

$$K_{fl} = \left[\sum_{i=1}^n \frac{S_i}{K_i} \right]^{-1} \quad (2.7)$$

Dimana K_{fl} merupakan modulus bulk dari fluida campuran dan K_i merupakan modulus bulk masing- masing fluida dan S_i merupakan saturasi masing- masing jenis fluida. Densitas fluida dapat dihitung dengan persamaan berikut:

$$\rho_{fl} = \sum_{i=1}^n S_i \rho_i \quad (2.8)$$

Dimana S_i merupakan saturasi masing- masing jenis fluida dan ρ_i merupakan densitas masing- masing fluida.

3. Modulus bulk matriks mineral (K_o)

Informasi komposisi batuan harus ada sebelum menghitung modulus bulk matriks mineral, K_o . Jika data *core* tidak ada, dapat menggunakan log yaitu dengan analisis volume clay (V_{clay}) dan berasumsi mineral terdiri dari *quartz* dan *clay* (Gambar 2.5) Perhitungan modulus bulk matriks yang terdiri dari dua mineral dapat menggunakan persamaan:

$$K_{Reuss} = \left[\frac{F_1}{K_1} + \frac{F_2}{K_2} \right]^{-1} \quad (2.9)$$

$$K_{Voigt} = [F_1 K_1 + F_2 K_2] \quad (2.10)$$

$$K_{vrh} = \frac{1}{2} [K_{Voigt} + K_{Reuss}] \quad (2.11)$$

Dimana F_1 dan F_2 adalah fraksi volumetrik dari dua komponen matriks, K_1 dan K_2 adalah modulus bulk dari dua komponen matriks.

4. Modulus bulk kerangka batuan (K^*)

Dalam aplikasi persamaan Gassmann dibutuhkan modulus bulk kerangka batuan (tanpa fluida pengisi atau dry), K^* . Nilai K^* akan konstan selama proses substitusi fluida bersamaan dengan nilai μ (modulus geser). Berikut merupakan Persamaan 2.3 yang digunakan untuk menghitung K^* .

$$K^* = \frac{K_{sat} \left(\frac{\phi K_o}{K_{fl}} + 1 - \phi \right) - K_o}{\frac{\phi K_o}{K_{fl}} + \frac{K_{sat}}{K_o} - 1 - \phi} \quad (2.12)$$

Perlu diperhatikan, Kfl pada persamaan di atas merupakan fluida awal yang mengisi pori.

Table 1. Bulk modulus, shear modulus, and bulk density of common rock forming minerals.* Values are from Carmichael (1989).

Mineral	Bulk Modulus (GPa)	Shear Modulus (GPa)	Density (g/cm ³)
Quartz	37	44	2.65
“Average” feldspar	37.5	15	2.62
Plagioclase feldspar	75.6	25.6	2.63
clay	variable	variable	variable
Pyrite	147.4	132.5	4.93
Hematite	100.2	95.2	5.24
Calcite	76.8	32	2.71
Dolomite	94.9	45	2.87
Siderite	123.7	51	3.96
Anydrite	44.8	29.1	2.98

*Note that the bulk modulus of clay minerals are highly variable. For more information on clay properties, see Wang et al., 2001.

Gambar 2.6 Daftar modulus bulk, modulus geser, densitas mineral (Smith, Sondergeld, & Rai, 2003)

Setelah empat komponen di atas diketahui (porositas, K_o , K^* dan μ) selanjutnya dapat dilakukan perhitungan modulus bulk tersaturasi (K_{sat}) oleh fluida yang diinginkan. Setelah itu, dilakukan perhitungan densitas batuan yang baru (fluida yang sudah disubstitusi). Selanjutnya, setelah mendapatkan densitas batuan yang baru hasil substitusi fluida dapat dilakukan perhitungan kecepatan gelombang P, V_p berdasarkan persamaan 2.13

$$V_p = \sqrt{\frac{K_{sat} + \frac{4}{3}\mu_{sat}}{\rho_{sat}}} \quad (2.13)$$

Setelah didapatkan densitas bulk yang baru, dapat dihitung kecepatan geser, V_s

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu_{sat}}{\rho_{sat}}} \quad (2.14)$$

BAB III

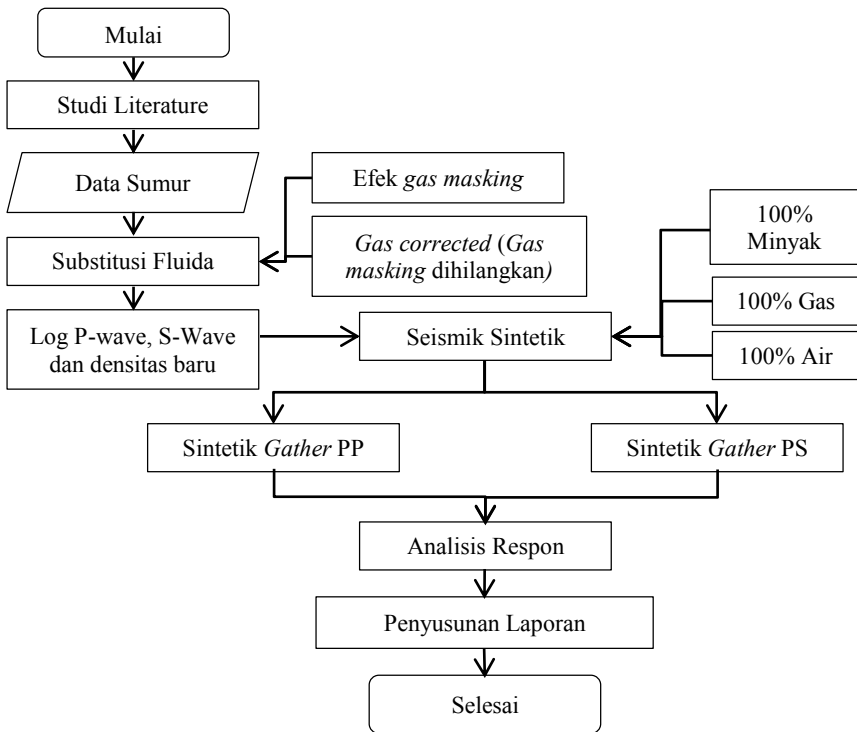
METODE PENELITIAN

3.1 Data Penelitian

Data yang digunakan dalam Tugas Akhir ini adalah:

- Data Sumur (*Well*):
 - Log *P-Wave*
 - Log *S-Wave*
 - Log densitas
 - Log Porositas
 - Log Saturasi Air
 - Log Resistivitas
- Informasi Fluida Reservoir
- Informasi *well marker/top*

3.2 Metodologi Penelitian



Gambar 3.1 Metodologi Penelitian

Untuk mencapai tujuan dari tugas akhir, dilakukan langkah-langkah pengolahan data dan pengerjaan sebagai berikut:

3.2.1 Pemodelan Substitusi Fluida

Tahap ini bertujuan untuk mengganti fluida awal (*in-situ*) menjadi fluida lain (air, minyak dan gas). Hasil dari pemodelan substitusi fluida ini adalah log densitas, V_p dan V_s yang baru. Langkah-langkah pemodelan substitusi fluida (Gambar 3.6) adalah sbb:

- Memasukkan log V_p , V_s , densitas, porositas, saturasi air dan komposisi fluida. Dalam hal ini, log porositas dan saturasi air yang digunakan merupakan porositas efektif dan saturasi air efektif. Komposisi fluida terdiri dari 2 fase yaitu air-gas dan air-minyak.

Set the Biot-Gassmann Parameters

Perform Fluid Replacement Modeling on Well: L-51_copy_1

Specify the input logs before fluid replacement:

	Log	Constant	Units
P-wave:	P-WAVE_1	2244	m/s

You must make an assumption concerning the input bulk density and porosity:

Density option: Both Density and Porosity are Known - Calculate Matrix Density

Density:	DENSITY_1	0	g/cc
Porosity:	PHIT	0.2788	fraction

You must make an assumption concerning the input s-wave velocity

S-wave option: The input S-wave log is correct

Dry Rock Poisson's Ratio: Constant = 0.12 Poisson rt

Wet V_s = 0.8619 * V_p + -1172 m/s

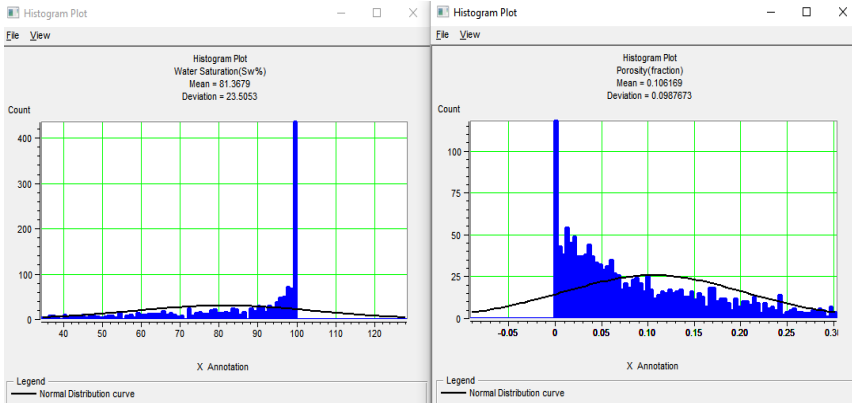
S-wave:	S-WAVE_1	811	m/s
---------	----------	-----	-----

Fluid Composition: 2 phases : brine + oil

Water Saturation: SWE 99 %

Gambar 3.2 *Input data pada pemodelan substitusi fluida*

- Selanjutnya, memasukkan batas atas (917.73m) dan bawah (1678.39m) reservoir diukur dari permukaan yang akan di substitusi fluida. Akan tetapi, tidak semua zona di kedalaman tersebut yang akan disubstitusi fluida, hanya zona yang memenuhi *constraint* saja (Gambar 3.4). Zona yang memenuhi dimana memiliki porositas besar dari 0.2048 (*mean+deviation*) dan saturasi air (*mean*) kurang dari 81.36789%. Pengambilan batas- batas (*constraint*) ini berdasarkan distribusi data porositas dan saturasi air (Gambar 3.3)



Gambar 3.3 Distribusi data porositas dan saturasi air pada kedalaman 917.73-1678.39m

Zona yang tidak memenuhi batas porositas dan saturasi air tidak akan di substitusi fluida (*exclude zone*)

The screenshot shows the 'Set the Biot-Gassmann Parameters' dialog box. It includes a red instruction: 'Specify the analysis window on the input logs'. The 'From' section is set to 'Constant Depth: 917.730 Meters (MD, from surface)' with 'Top' selected. The 'To' section is set to 'Constant Depth: 1678.390 Meters (MD, from surface)' with 'Top' selected. The 'Set Conditions for Excluding Zones' checkbox is checked. The 'Number of conditions' is set to 'Two'. The first condition is 'If: PHIE Less Than 0.2048 fraction'. The second condition is 'Or SWE Greater Than 81.36789703 %'. The 'Then' dropdown is set to 'Copy from input logs'.

Gambar 3.4 Penentuan kedalaman reservoir dan zona yang akan di substitusi fluida

- Penentuan parameter matrix (modulus, *shear* modulus dan densitas) dan fluida (modulus dan densitas). Tipe matrix yang digunakan adalah

sandstone (Gambar 3.5) dengan modulus 40Gpa dan modulus geser 44Gpa.

Set the Biot-Gassmann Parameters

Specify Petrophysical Parameters

Matrix Parameters

Type: Default Sandstone Constant Units

Modulus: Constant = 40 GPa

Shear Modulus: Constant = 44 GPa

Density: Constant = 2.65 g/cc Calculated

Fluid Parameters ☐ Use Fluid Calculator Display Fluid Properties Calculator

Brine: Type: Default Brine

Modulus: Constant = 2.38 GPa

Density: Constant = 1.09 g/cc

Gas: Type: Default Gas

Modulus: Constant = 0.021 GPa

Density: Constant = 0.1 g/cc

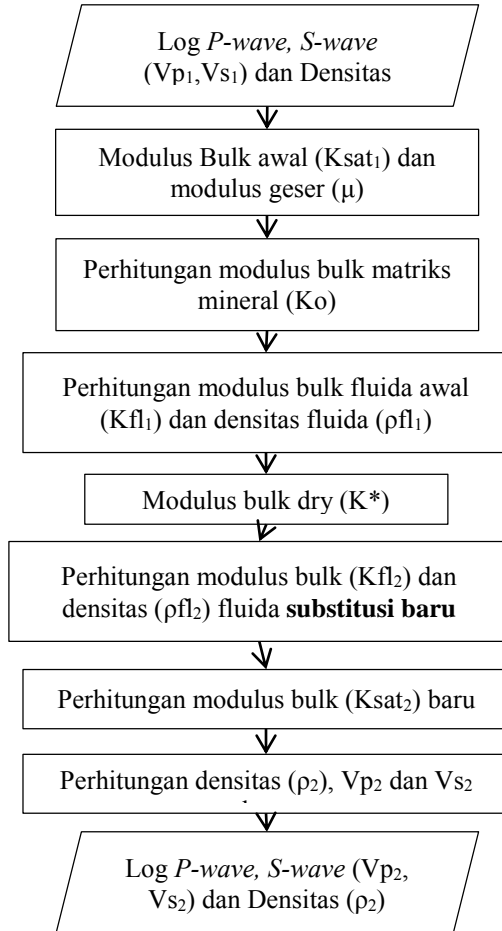
Oil: Type: Not Used

Modulus: Constant = 1 GPa

Density: Constant = 0.75 g/cc

Gambar 3.5 Penentuan parameter matrix dan fluida

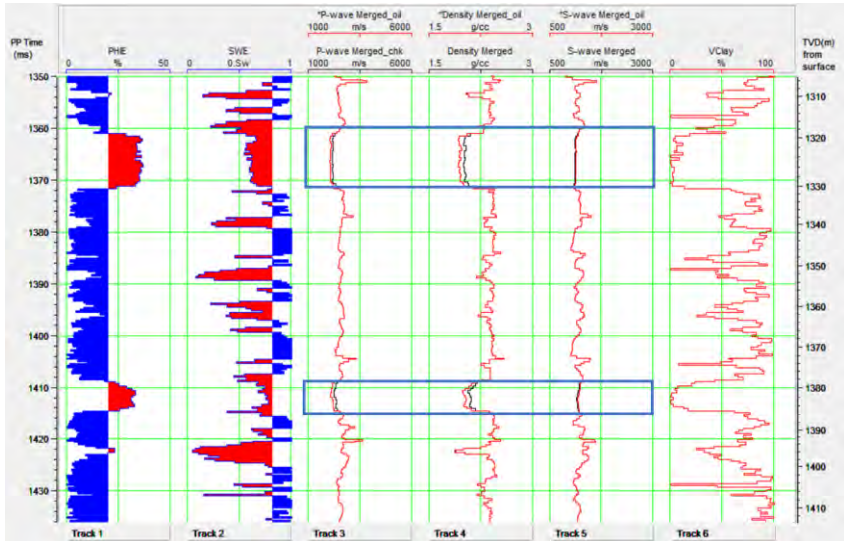
- Selanjutnya adalah mengganti parameter saturasi air (0-100%) sesuai dengan model yang diinginkan, nama log Vp, Vs dan densitas yang baru (hasil substitusi). Dalam hal ini fluida insitu akan disubstitusi dengan 100% air, 100% gas dan 100%minyak. Air dalam hal ini akan didapatkan dari 2 fase fluida yaitu 100% air (ketika minyak 0% dan ketika gas 0%). Log pada pemodelan substitusi air merupakan hasil rata- rata kedua nilai (ketika minyak 0% dan gas 0%). Porositas tidak berubah atau dianggap sama dengan porositas awal (*insitu*).



Gambar 3.6 Langkah- langkah pemodelan substitusi fluida (Smith, 2003)

3.2.2 Analisa Perubahan log (Vp, Vs dan densitas)

Menganalisa efek substitusi fluida terhadap data log Vp, Vs dan densitas. Fluida awal (*in-situ*) diganti dengan gas, minyak dan air.

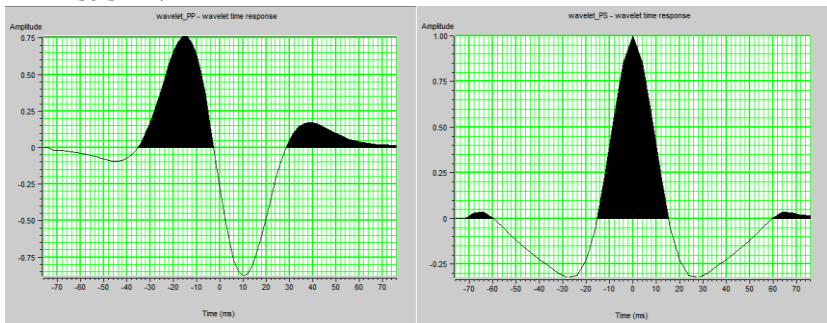


Gambar 3.7 Perubahan log insitu terhadap log baru (minyak)

3.2.3 Seismik Sintetik PP dan PS

Pembuatan seismik sintetik menggunakan sintetik elastic wave berdasarkan komputasi *full elastic wave*. Sehingga mencakup multiples, converted wave, gelombang primer dan refraksi. Berikut langkah- langkah pembuatan sintetik seismik gather:

- Sebelum membuat sintetik gather, dibutuhkan wavelet untuk sintetik PP dan PS. Wavelet PP dan PS di dapat dari ekstraksi statistik dari data seismik.



Gambar 3.8 Wavelet untuk sintetik PP (kiri), sintetik PS (kanan)

- Selanjutnya adalah penentuan parameter- parameter dalam pembuatan sintetik seismik gather (Gambar 3.9). Zona target yang akan di sintetik adalah pada kedalaman 63.5- 2575 m. Pemodelan pada sintetik PP menggunakan efek *geometrical spreading*, kehilangan transmisi (*transmission loss*) ketika menjalar di bawah permukaan bumi dan efek pengaturan *receiver* dan *source*. Sedangkan pada sintetik PS ditambah dengan efek PS *Synthetic*. Kemudian, jumlah *offset* adalah 101 dengan minimum dan maksimum *offset* 0-4000m. *Time window* yang digunakan adalah sampai 6000ms dengan *sample rate* 4ms.
- Kemudian pemilihan respon, ketika respon berupa gelombang PP maka rekaman gelombang yang digunakan adalah komponen vertikal sedangkan ketika respon berupa gelombang PS dan gelombang PP digunakan horizontal komponen. Frekuensi sintetik gather adalah 0-125Hz. (Gambar 3.10) Setelah itu akan diproses pembuatan sintetik gather.

promc

Synthetic Modeling Parameters

Output Volume Path: C:\Users\Nova Linza\Google Drive\FINAL PROJECTS (TA)\FRM_wellnova.pr\seismic.dir

Output Synthetic Volume: sumur_nova_syn_PP_insitu

Used Wavelet: rickerPP ☐ Output reflectivity

Measurement Unit: m

Target Zone for Detail Modelling

☒ Depth (m) ☐ Time (ms)

Start Depth: 63.50 (from surface)

End Depth: 2575.00

Modelling Options

☒ Geometrical spreading

☒ Transmission losses

☒ Array effects

☐ Anisotropy

☐ PS Synthetic

Advanced Options

☒ None

☐ Apply Systematic Changes to logs

☐ Create a Wedge model

☒ Also display synthetics in seismic window

Uniform Range

Number of Offsets: 51

Minimum offset (m): 0

Maximum offset (m): 2000

Model Blocking

☒ Traveltime (slowness) Average ☐ Backus Average

Minimum thickness: 0.00 m

Time Window to Model

From start time: 0.00 ms

To end time: 6000.00 ms

Processing sample rate: 4 ms

Output domain and sample rate

Output domain: Time

Output sample rate: 4 ms

Synthetic Type

☐ nHMO corrected ☐ nHMO Stack

☐ NMO corrected ☐ NMO Stack

☐ Plane wave ☒ Uncorrected

Gambar 3.9 Penentuan parameter sintetik gather

Full Elastic Wave Parameters

Response

☒ P-P wave
☐ P-S wave

Wave Recording

☐ Total particle motion
☒ Vertical component
☐ Horizontal component

Complementary to Primary Events

☒ Higher Order Multiples
☒ Converted waves

Frequency Range

Low frequency:
High frequency:

Conversion Modes

<input checked="" type="checkbox"/> PdPu	<input checked="" type="checkbox"/> SdPu	<input checked="" type="checkbox"/> PuPu	<input checked="" type="checkbox"/> SuPu
<input checked="" type="checkbox"/> PdSu	<input checked="" type="checkbox"/> SdSu	<input checked="" type="checkbox"/> PuSu	<input checked="" type="checkbox"/> SuSu
<input checked="" type="checkbox"/> PdPd	<input checked="" type="checkbox"/> SdPd	<input checked="" type="checkbox"/> PuPd	<input checked="" type="checkbox"/> SuPd
<input checked="" type="checkbox"/> PdSd	<input checked="" type="checkbox"/> SdSd	<input checked="" type="checkbox"/> PuSd	<input checked="" type="checkbox"/> SuSd

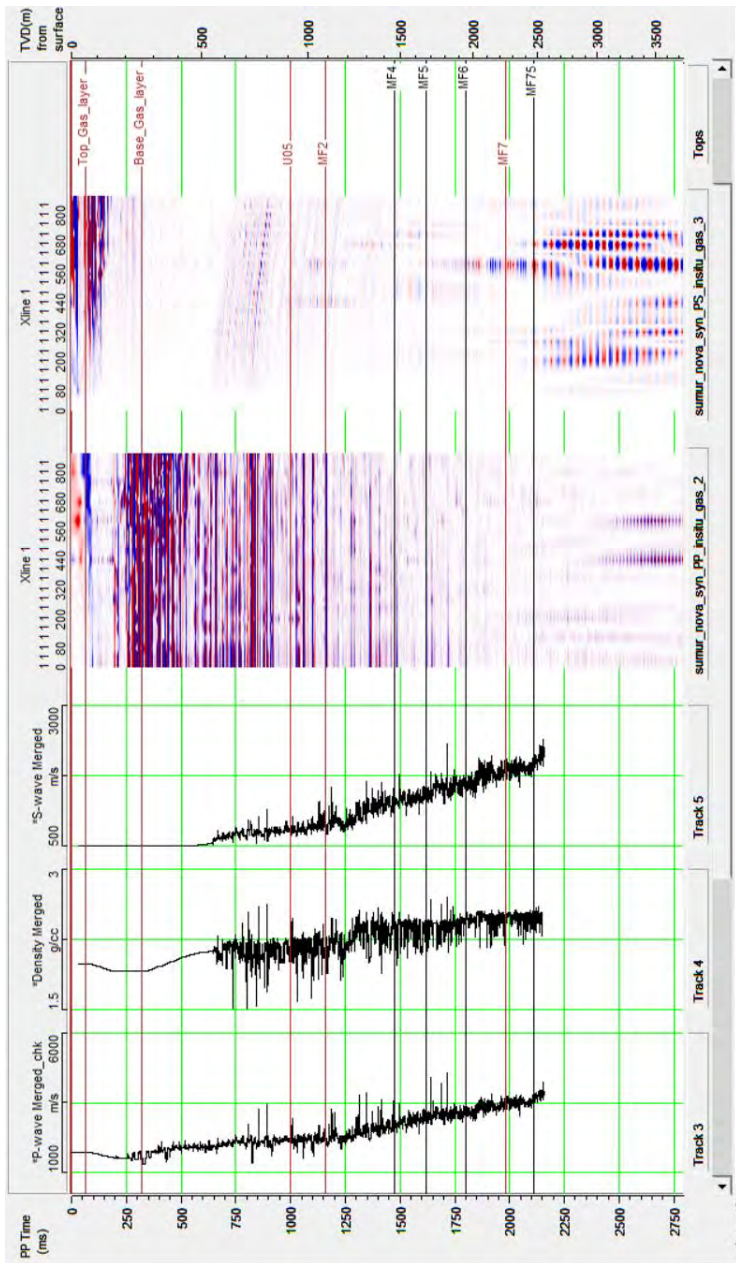
Q Parameters:

☐ Use Qp-logs : P-wave Q factor: Reference Frequency:
☐ Use Qs-logs : S-wave Q factor: ☒ Remove Q Effect

Gambar 3.10 Penentuan parameter respon sintetik gather

3.2.4 Analisis Respon Seismik Sintetik Gather (PP dan PS)

Menganalisa efek dari perubahan fluida pada sumur terhadap respon seismik, kemudian membandingkan respon sintetik PP dan PS (Gambar 3.11). Analisa terdiri dari *time position* dan amplitudo antara sintetik PP dan PS.



Gambar 3.11 Hasil pembuatan sintetik seismik *gather* PP dan PS

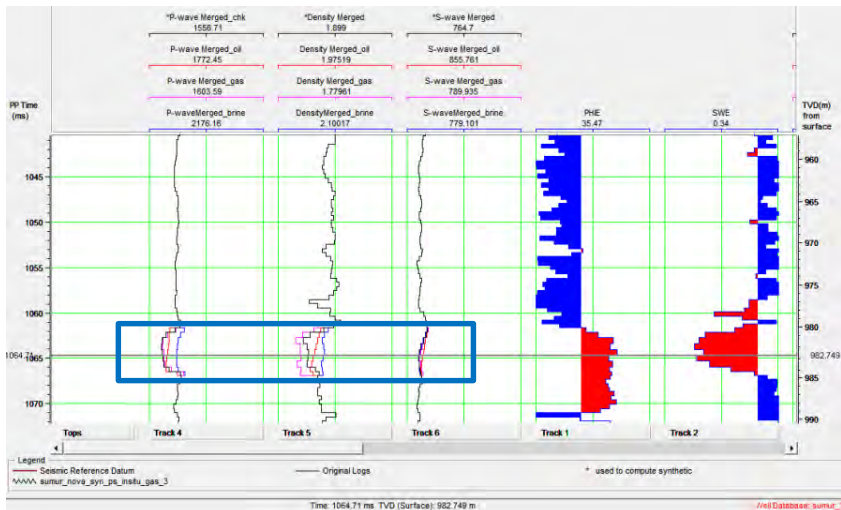
BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

Dalam bab ini akan dibahas mengenai hasil analisis pemodelan substitusi fluida dan perbedaan antara sintetik *gather* PP dan PS.

4.1 Analisis Pemodelan Substitusi Fluida

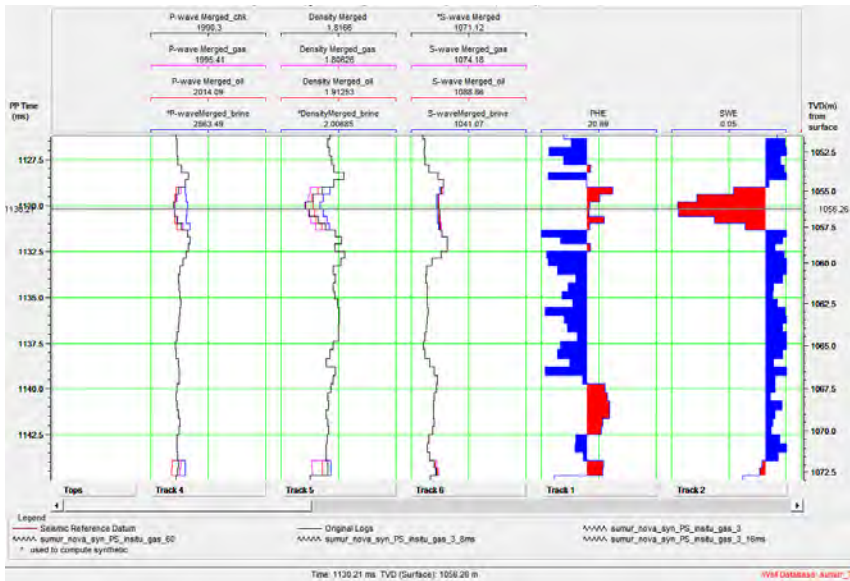
Pemodelan substitusi fluida bertujuan untuk melihat efek perubahan fluida dan saturasi terhadap perubahan log densitas, P-wave dan S-wave. Berikut hasil dari pemodelan substitusi fluida pada beberapa kedalaman:



Gambar 4.1 Perbandingan log P-wave, S-wave dan densitas insitu dengan log hasil substitusi (100% gas, minyak dan air) di kedalaman 982.75 m

Tabel 4.1 Perbandingan nilai kecepatan gelombang P, S dan densitas dalam keadaan inisitu, 100% gas, minyak dan air di kedalaman 982.75 m

Fluida Substitusi	P-Wave (m/s)	Densitas bulk (g/cc)	S-Wave (m/s)
Insitu	1556.71	1.889	764.7
Gas	1603.59	1.779	789.3
Minyak	1772.45	1.975	855.7
Air	2176.56	2.1	779.1

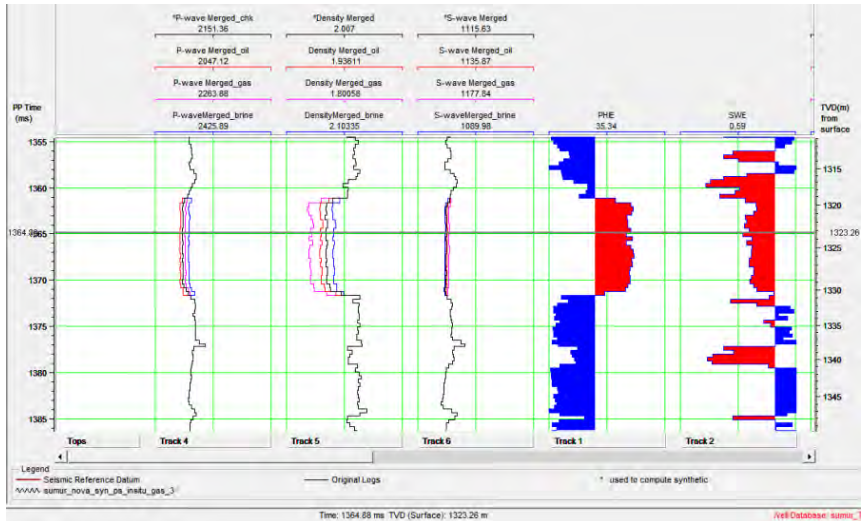


Gambar 4.2 Perbandingan log P-wave, S-wave dan densitas insitu dengan log hasil substitusi (100% gas, minyak dan air) di kedalaman 1056.28 m

Tabel 4.2 Perbandingan nilai kecepatan gelombang P, S dan densitas dalam keadaan insitu, 100% gas, minyak dan air di kedalaman 1056.28 m

Fluida Substitusi	P-Wave (m/s)	Densitas bulk (g/cc)	S-Wave (m/s)
Insitu	1990.3	1.816	1071.12
Gas	1995.4	1.806	1074.18
Minyak	2014.09	1.912	1066.66
Air	2563.49	2.006	1041.07

Kecepatan gelombang S pada kasus gas lebih kecil daripada minyak (Gambar 4.1), ini disebabkan oleh adanya perhitungan nilai modulus bulk kerangkabatuan, K_{dry} yang lebih kecil atau sama dengan 0 sehingga hasil nilai V_s akan di interpolasi dari data- data lainnya. Adanya interpolasi dapat dilihat dengan bentuk log pada P-wave, S-wave dan densitas yang sama (garis biru). Kecepatan gelombang P pada kasus gas lebih kecil daripada minyak dapat dilihat pada (Tabel 4.1), ini disebabkan oleh pengaruh K_{sat} kasus gas lebih kecil daripada kasus minyak.



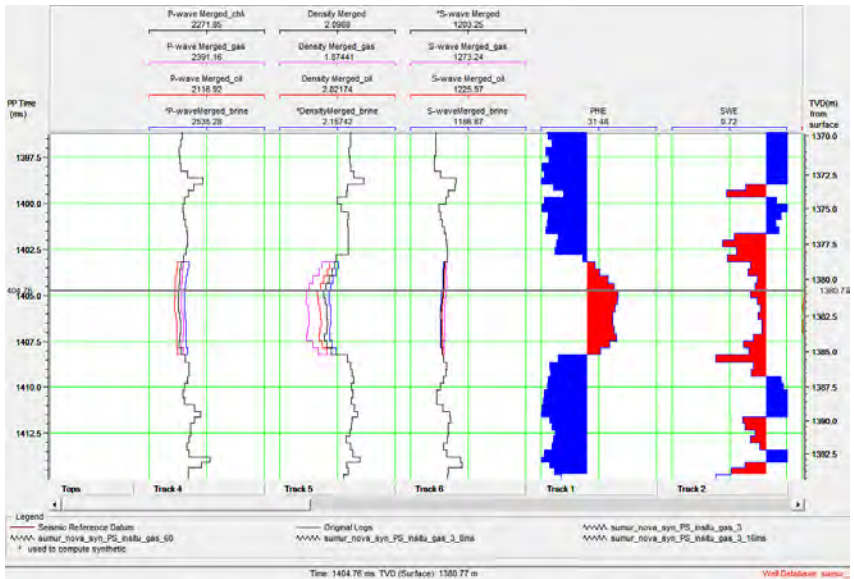
Gambar 4.3 Perbandingan log P-wave, S-wave dan densitas insitu dengan log hasil substitusi (100% gas, minyak dan air) di kedalaman 1323.28 m

Tabel 4.3 Perbandingan nilai kecepatan gelombang P, S dan densitas dalam keadaan insitu, 100% gas, minyak dan air di kedalaman 1323.28 m

Fluida Substitusi	P-Wave (m/s)	Densitas bulk (g/cc)	S-Wave (m/s)
Insitu	2151.36	2.007	1115.63
Gas	2263.88	1.800	1177.84
Minyak	2047.12	1.936	1135.57
Air	2425.89	2.103	1089.98

Nilai densitas akan turun ketika disubstitusi dengan fluida gas dan minyak dan naik ketika disubstitusi dengan fluida air formasi. Urutan densitas dari terkecil sampai terbesar adalah gas, minyak, insitu dan air formasi. Ini mengindikasikan bahwa densitas insitu berada di antara minyak dan air formasi sehingga prediksi awal bahwa pada kedalaman 1323.28m fluida pengisi pori cenderung kepada minyak dan air formasi. (Gambar 4.3)

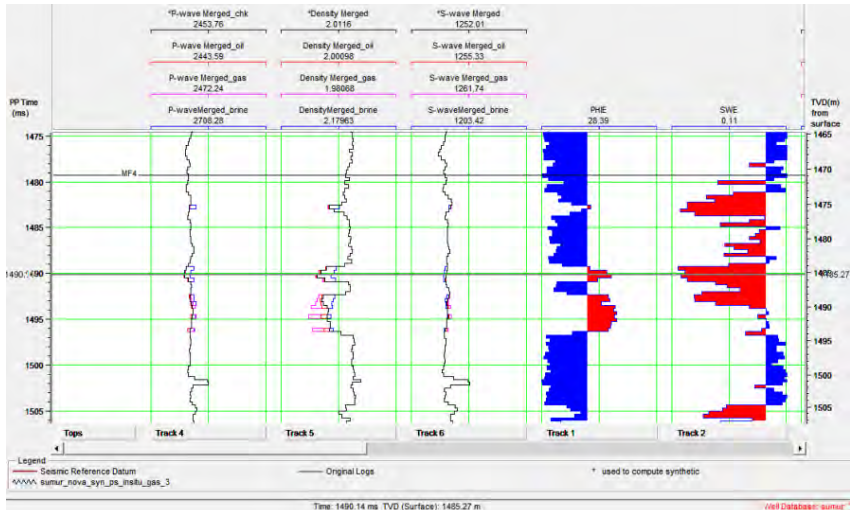
Hubungan antara densitas dengan kecepatan gelombang P dan gelombang S adalah berbanding terbalik. (Persamaan 2.13 dan 2.14). Akan tetapi, nilai kecepatan gelombang P dipengaruhi oleh modulus bulk batuan saat tersaturasi (K_{sat}) dan modulus geser (μ) sedangkan kecepatan gelombang S hanya dipengaruhi oleh gelombang geser (μ) saja.



Gambar 4.4 Perbandingan log P-wave, S-wave dan densitas insitu dengan log hasil substitusi (100% gas, minyak dan air formasi) di kedalaman 1380.78 m

Tabel 4.4 Perbandingan nilai kecepatan gelombang P, S dan densitas dalam keadaan insitu, 100% gas, minyak dan air formasi di kedalaman 1380.78 m

Fluida substitusi	P-Wave (m/s)	Densitas bulk (g/cc)	S-Wave (m/s)
Insitu	2271.85	2.098	1203.25
Gas	2391.16	1.874	1273.24
Minyak	2116.92	2.021	1225.97
Air	2535.28	2.157	1186.87



Gambar 4.5 Perbandingan log P-wave, S-wave dan densitas insitu dengan log hasil substitusi (100% gas, minyak dan air) di kedalaman 1485.28 m

Tabel 4.5 Perbandingan nilai kecepatan gelombang P, S dan densitas dalam keadaan insitu, 100% gas, minyak dan air di kedalaman 1485.28 m

Fluida substitusi	P-Wave (m/s)	Densitas bulk (g/cc)	S-Wave (m/s)
Insitu	2453.76	2.011	1245.01
Gas	2472.24	1.986	1261.74
Minyak	2443.59	2.000	1255.33
Air	2708.28	2.179	1203.42

Gambar 4.3, 4.4 dan 4.5 menunjukkan respon log yang relative sama yaitu densitas akan turun ketika disubstitusi dengan minyak dan gas dan naik ketika disubstitusi dengan air. Penurunan paling signifikan adalah pada fluida gas. Kecepatan gelombang P (V_p) turun ketika fluida disubstitusi dengan oil dan naik ketika disubstitusi dengan gas dan air. Kecepatan gelombang S (V_s) naik ketika fluida disubstitusi dengan gas dan minyak dan turun saat disubstitusi dengan air. Nilai V_s terbesar pada saat saturasi 100% gas.

Kasus dimana kecepatan gelombang P (V_p) gas lebih besar daripada minyak merupakan kasus yang jarang. Menurut (Tad M Smith, 2003) kasus ini diakibatkan oleh penurunan densitas bulk (ρ) yang lebih cepat dibandingkan dengan modulus bulk saturasi (K_{sat}) seiring dengan kenaikan saturasi gas.

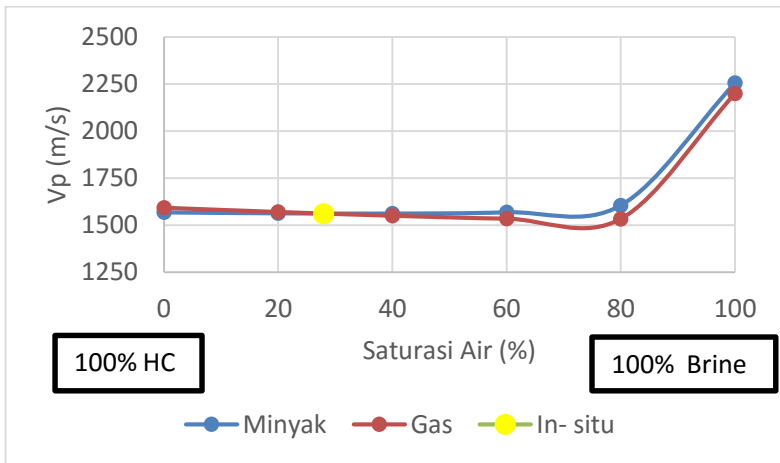
Sedangkan kecepatan gelombang S (V_s) gas akan lebih besar daripada minyak karena dipengaruhi oleh densitas bulk. Densitas bulk berbanding terbalik kuadrat dengan V_s , dimana densitas gas lebih kecil dibandingkan dengan minyak. Kasus V_p gas yang lebih besar daripada oil biasa terjadi di reservoir pasir gas. (Mariam, 2009)

Gassman memodelkan nilai shear modulus (modulus geser) merupakan independen (tetap) terhadap pengisi pori, V_s hasil substitusi hanya bergantung pada perubahan densitas. Sehingga ketika saturasi gas atau minyak ditingkatkan maka, densitas akan turun dan V_s akan naik. (Simm, 2007)

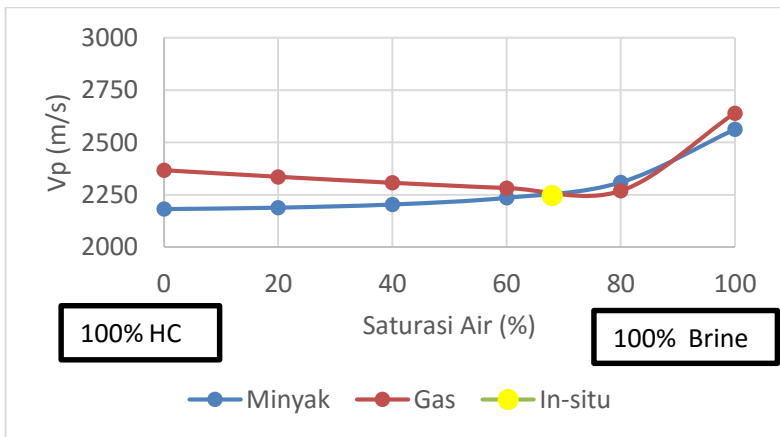
Efek substitusi fluida pada kecepatan gelombang P tidak dapat diketahui secara langsung, tidak hanya dipengaruhi oleh densitas baru hasil substitusi dan modulus geser, tetapi modulus bulk saturasi. Modulus bulk saturasi baru (K_{sat2}) membutuhkan informasi modulus bulk matriks mineral (K_o), modulus bulk (K_{fl}) dan modulus bulk kerangkabatuan (K_{dry} atau K^*).

4.1.1 Efek Saturasi Air terhadap Kecepatan Gelombang P, S dan densitas

Perubahan saturasi air dan jenis fluida pada pori batuan akan memberikan perubahan pada properti elastik batuan (densitas dan kecepatan). Dalam hal ini, dilakukan substitusi fluida dengan mengganti saturasi air dan fasa fluida di kedalaman 982.79m dan 1323.28m.



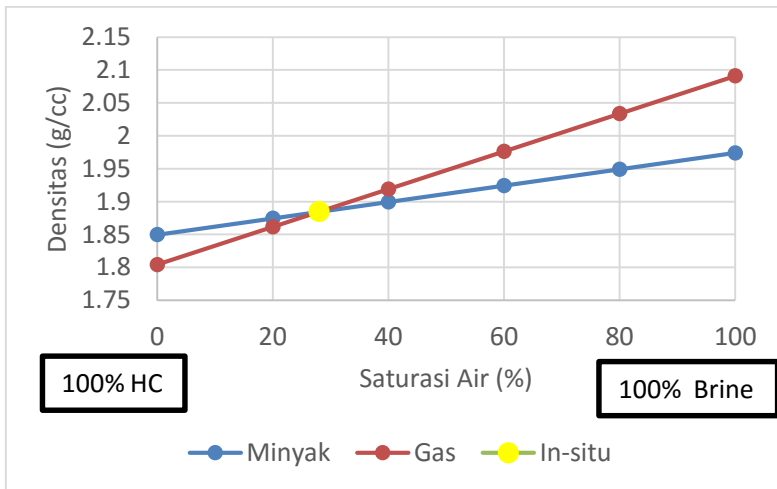
Grafik 4.1 Hubungan Kecepatan gelombang P terhadap saturasi air di kedalaman 982.79m



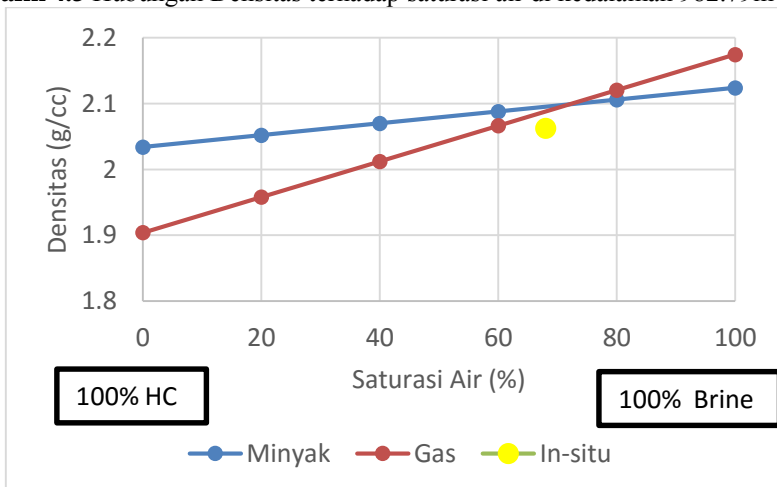
Grafik 4.2 Hubungan Kecepatan gelombang P terhadap saturasi air di kedalaman 1323.28 m

Kecepatan gelombang P (kedalaman 982.79m) fluida gas (Grafik 4.1) 0% menunjukkan saturasi gas 100%. Ketika saturasi air dinaikkan (0-80%) kecepatan gelombang P menurun dan naik ketika saturasi (80-100%). Berbeda dengan fluida minyak, kenaikan saturasi air (0-80%) berdampak pada kenaikan kecepatan gelombang P secara perlahan dan kenaikan secara signifikan pada saturasi (80-100%).

Di kedalaman 1323.28m (Grafik 4.2), terlihat bahwa kecepatan gelombang P fluida gas lebih besar dibandingkan fluida oil. Ini mengindikasikan tipe batuan reservoir pada kedalaman tersebut yang merupakan sand gas.



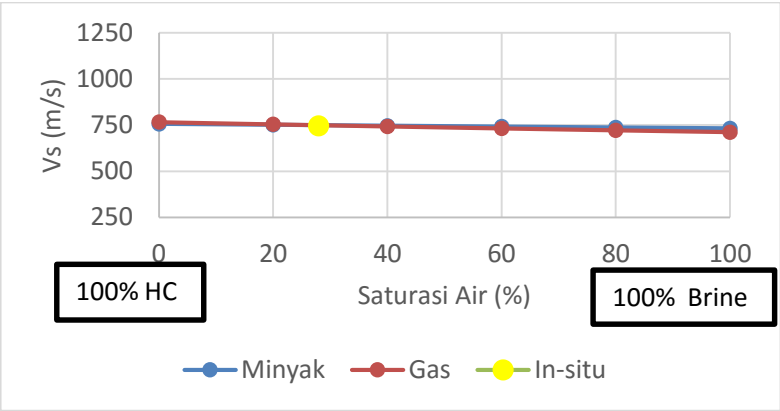
Grafik 4.3 Hubungan Densitas terhadap saturasi air di kedalaman 982.79m



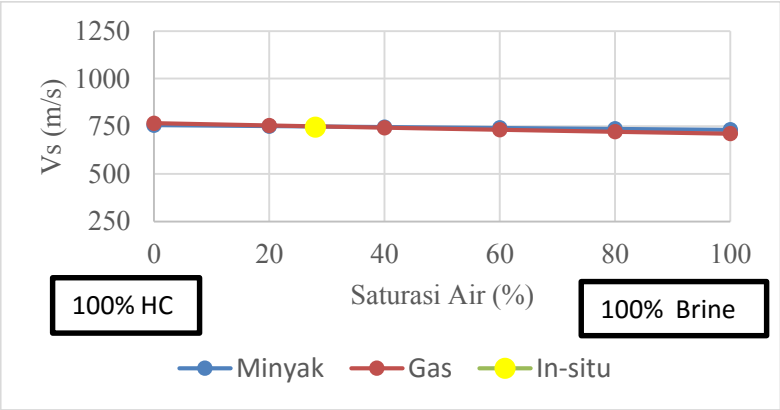
Grafik 4.4 Hubungan Densitas terhadap saturasi air di kedalaman 1323.28m

Densitas batuan terisi fluida gas menunjukkan perubahan yang lebih besar dibandingkan fluida minyak, ditandai dengan kemiringan grafik (Grafik

4.3 dan 4.4). Densitas batuan terisi fluida gas lebih kecil dibandingkan minyak pada keadaan saturasi air 0%. Densitas berbanding lurus dengan kenaikan saturasi air.



Grafik 4.5 Hubungan Kecepatan gelombang S terhadap saturasi air di kedalaman 982.79m



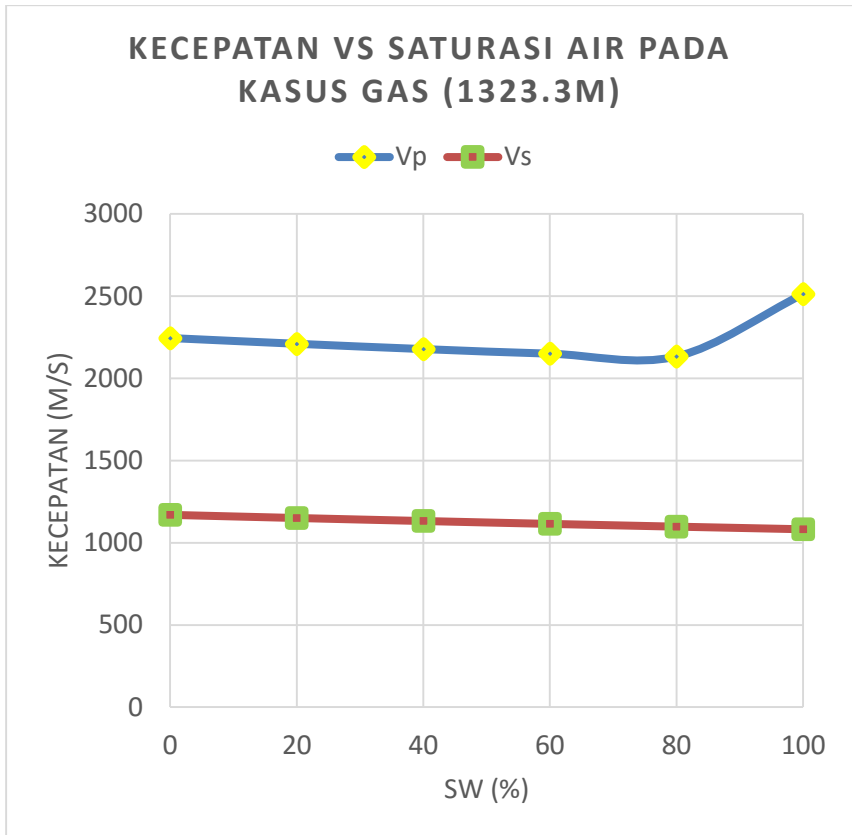
Grafik 4.6 Hubungan Kecepatan gelombang S terhadap saturasi air di kedalaman 1380.8m

Perubahan kecepatan gelombang S tidak terlalu signifikan jika dibandingkan dengan perubahan gelombang P akibat saturasi air. Grafik 4.5 dan 4.6 berbentuk linier dengan hubungan kecepatan berbanding terbalik terhadap kenaikan saturasi air. Kecepatan gelombang S pada fluida gas saat saturasi air 0% lebih besar daripada fluida minyak. Ini disebabkan oleh pengaruh densitas gas dan modulus geser. Modulus geser batuan tidak dipengaruhi oleh saturasi fluida sehingga modulus batuan tersaturasi (μ_{sat})

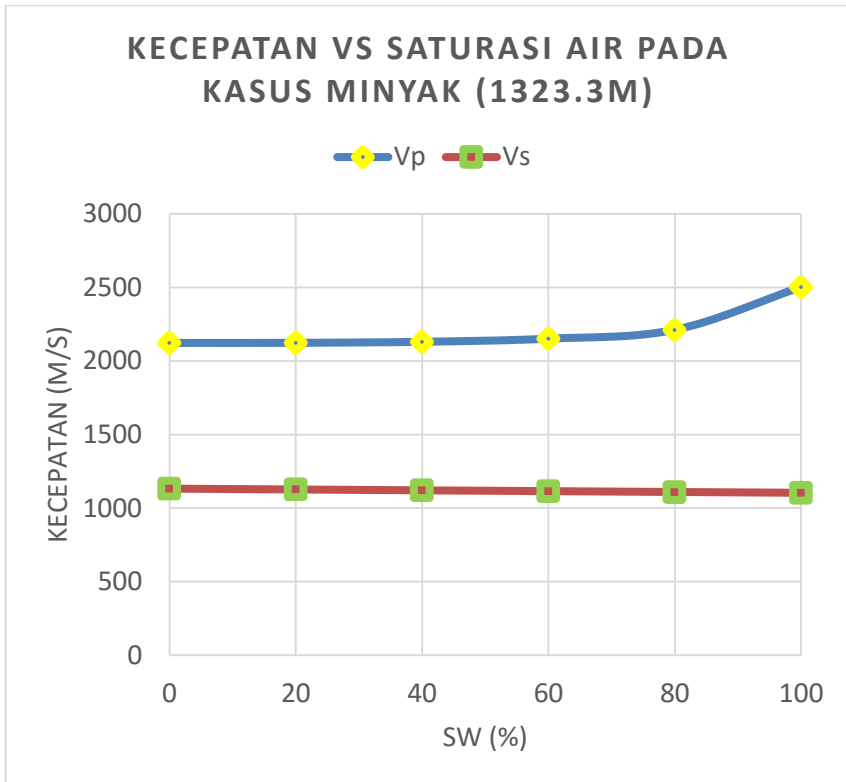
sama dengan modulus batuan kerangka/ dry (μ^*). Fluida tidak memiliki modulus geser sehingga nilainya 0. Ketika di substitusi dengan gas akan turun drastis dan menyebabkan nilai kecepatan gelombang S meningkat.

Kehadiran gas dan minyak pada batuan sangat berpengaruh terhadap kecepatan gelombang P (Grafik 4.7 dan 4.8). Bentuk kurva kecepatan gelombang P pada kasus gas dan minyak terhadap bertambahnya saturasi air berbeda. Perhitungan kecepatan gelombang P, S dan densitas dilakukan pada kedalaman 1323m dengan Porositas: 31.99%, K_{matrix} : 40Gpa, K_w = 2.38 Gpa , K_{gas} : 0.0185 Gpa, K_{minyak} : 0.0356 Gpa.

Bentuk kurva gelombang P pada kasus gas cenderung menurun seiring bertambahnya saturasi air pada 0%- 60% kemudian pada saturasi air 60-80% mulai naik dan naik secara drastis pada saturasi 80%-100%. Bentuk kurva gelombang P pada kasus minyak cenderung naik perlahan saat saturasi air 0%-60% kemudian naik drastis pada saturasi air 80%-100%.



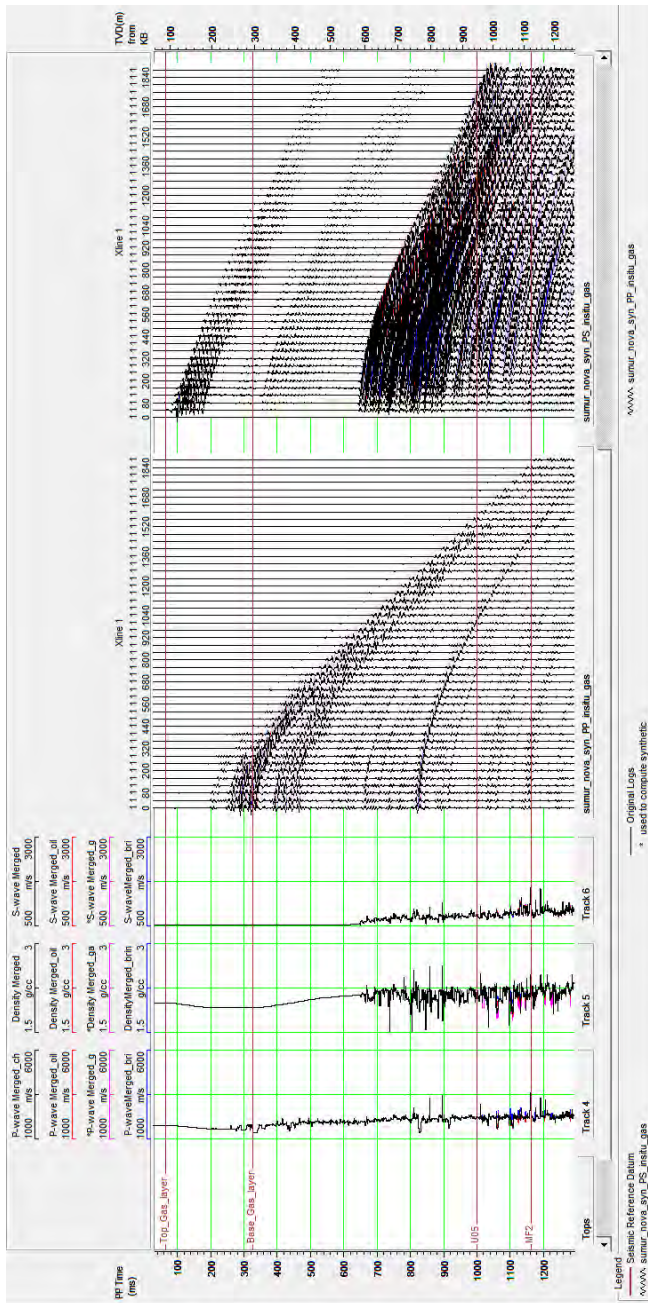
Grafik 4.7 Hubungan kecepatan dengan saturasi air pada kasus gas di kedalaman 1323.3m



Grafik 4.8 Hubungan kecepatan dengan saturasi air pada kasus minyak di kedalaman 1323.3m

4.2 Analisis Sintetik *Gather* PP dan PS

Perekaman gelombang untuk sintetik *gather* dilakukan pada dua komponen yaitu komponen horizontal dan vertikal. Pada komponen horizontal, gelombang yang direkam berupa gelombang PP dan PS. Sedangkan komponen vertikal hanya merekam gelombang PP saja.

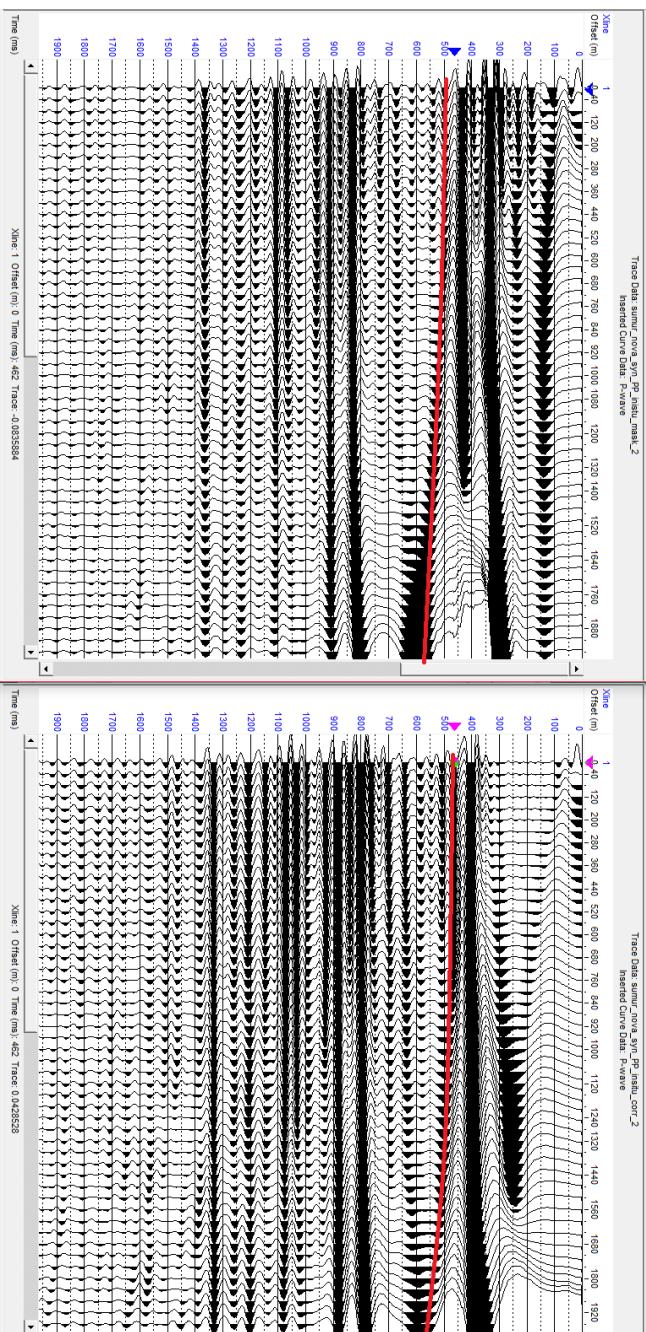


Gambar 4.6 Perbandingan Sintetik *Gather* PP (kiri) dan PS (kanan) (belum dikoreksi NMO) fluida insitu.

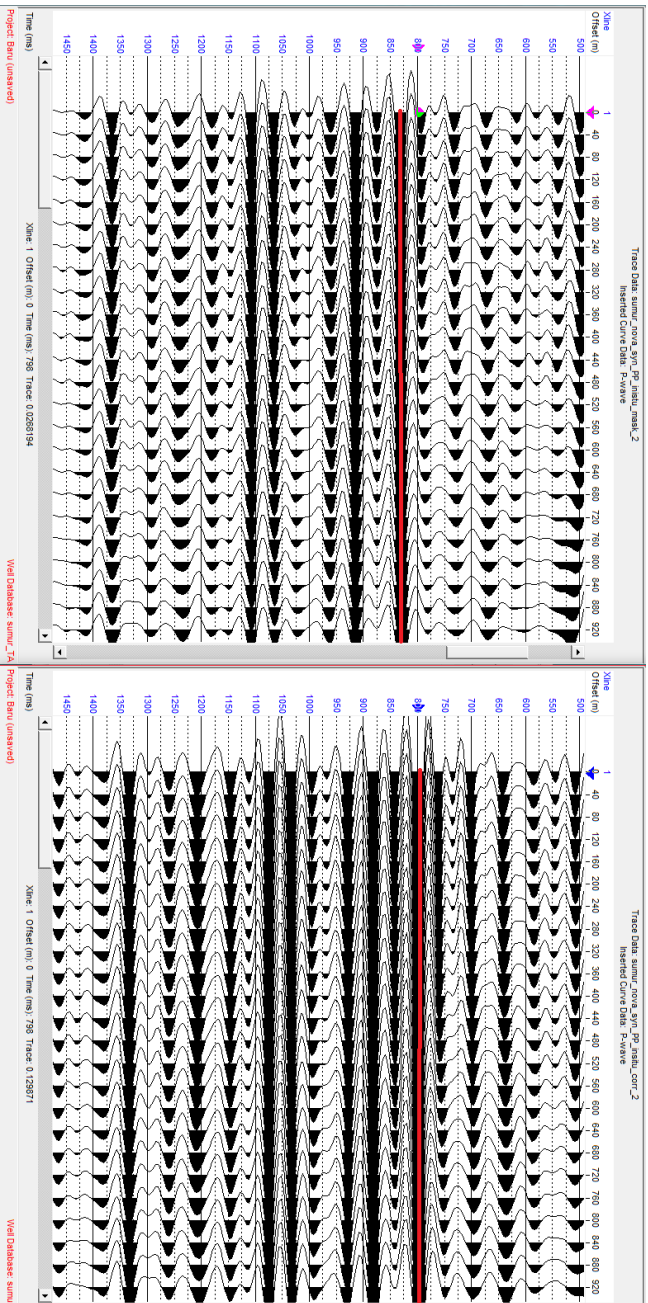
4.2.1 Time Position

Perbedaan antara sintetik gather pada komponen horizontal dan vertikal adalah pada time position yang berbeda di event yang sama. Gambar 4.6 memperlihatkan sintetik gather yang belum dikoreksi NMO (Normal Move Out) bahwa event awal pada rekaman horizontal komponen terlihat pada time 100ms akan tetapi pada vertikal komponen event awal terlihat pada time 200ms pada domain waktu PP (PP time)

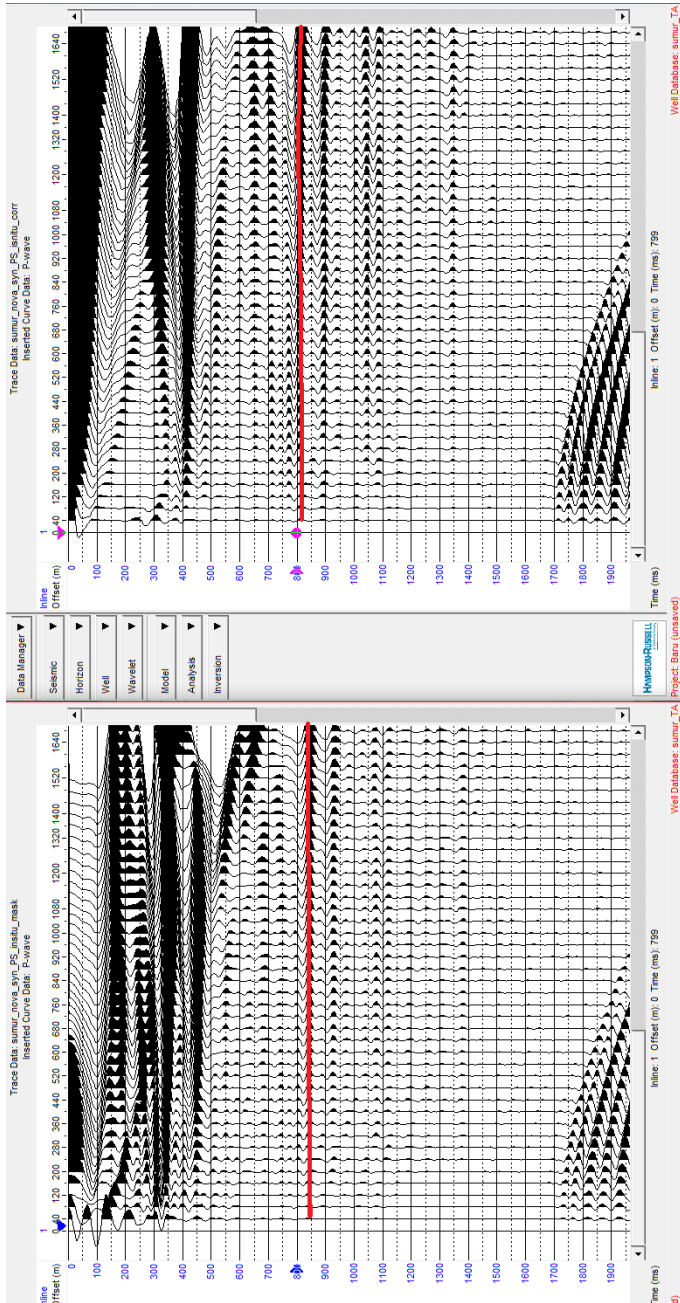
Efek gas *masking* (Gambar 4.7- 4.10) pada data PP dan PS ditandai dengan adanya perbedaan time position pada event seismik. Saat kasus gas masking, *event* akan muncul lebih lama (*time* yang lebih lama) yaitu 500ms dibandingkan pada kasus gas *corrected* (efek gas dihilangkan) yaitu 462ms (Gambar 4.7). Hal ini disebabkan oleh kecepatan gelombang P yang turun akibat adanya gas. Turunnya kecepatan gelombang P menyebabkan time delay sehingga event seismik yang muncul lebih lama pada kasus gas *masking*.



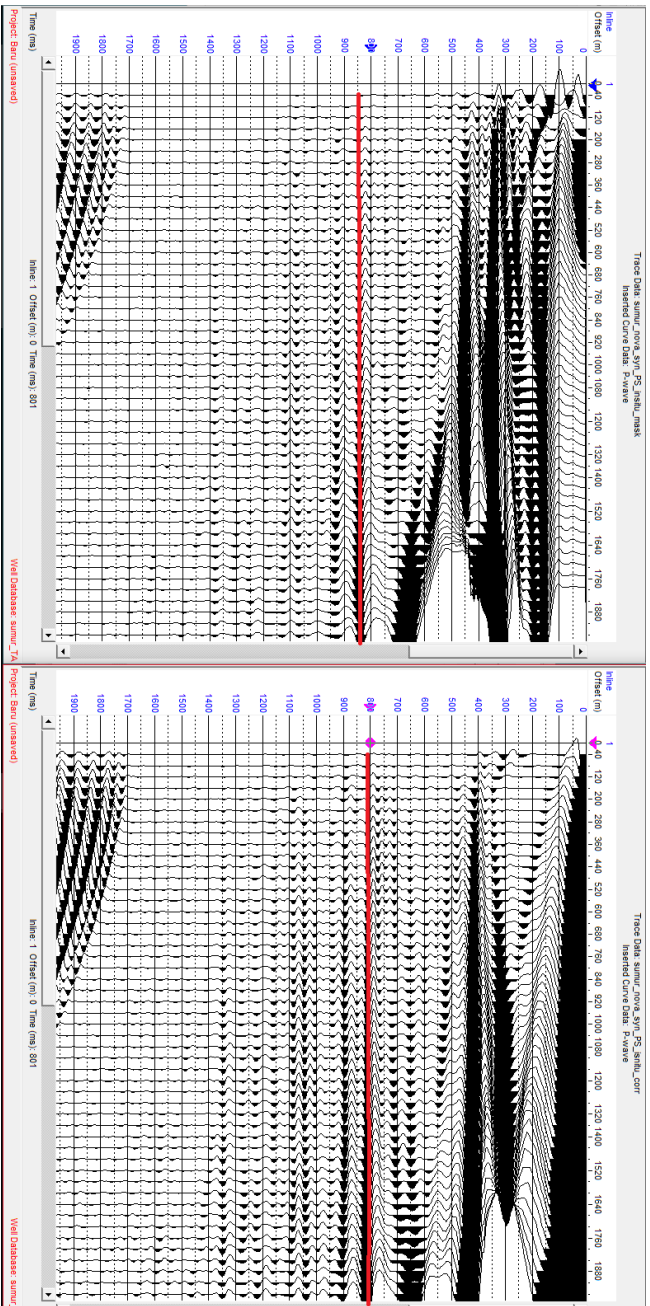
Gambar 4.7 Perbandingan perubahan posisi waktu pada event yang sama: sintetik gaher PP dengan gas masking (kiri), tanpa gas masking



Gambar 4.8 Perbandingan perubahan posisi waktu pada event yang sama: sintetik gather PP dengan gas masking (kiri), tanpa gas masking



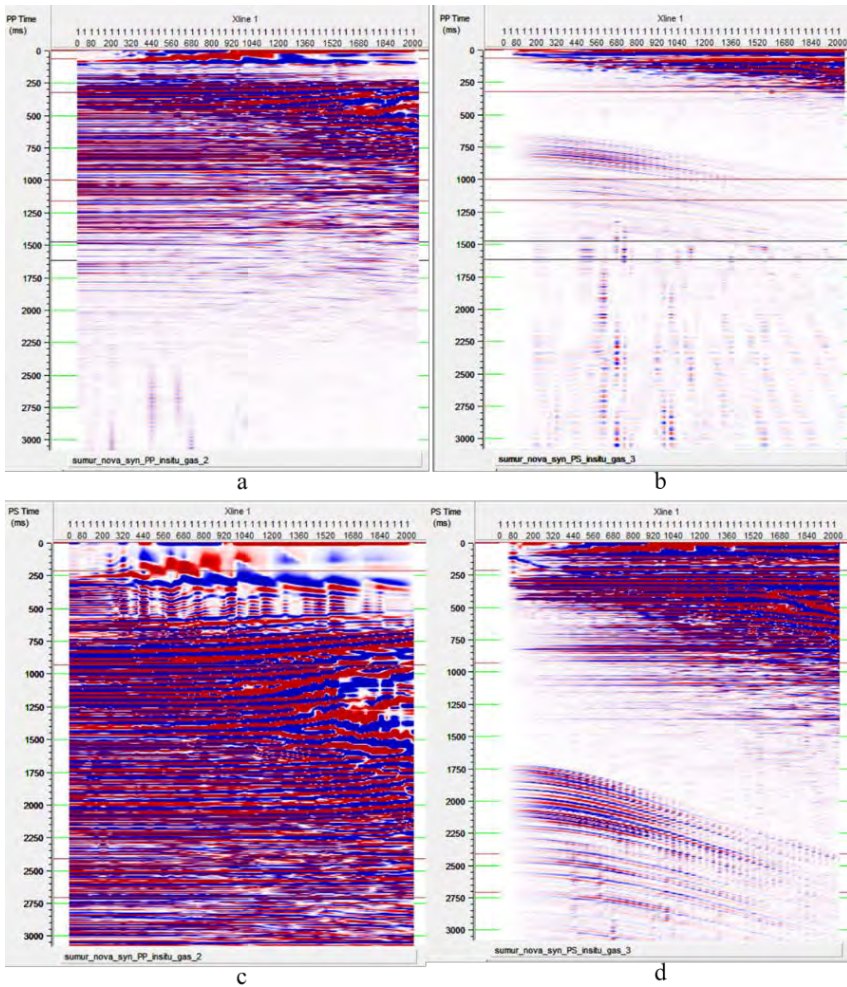
Gambar 4.9 Perbandingan perubahan posisi waktu pada event yang sama: sintetik gather PS dengan gas masking (kiri), tanpa gas masking (kanan)



Gambar 4.10 Perbandingan perubahan posisi waktu pada event yang sama: sintetik gaher PS dengan gas masking (kiri), tanpa gas masking (kanan)

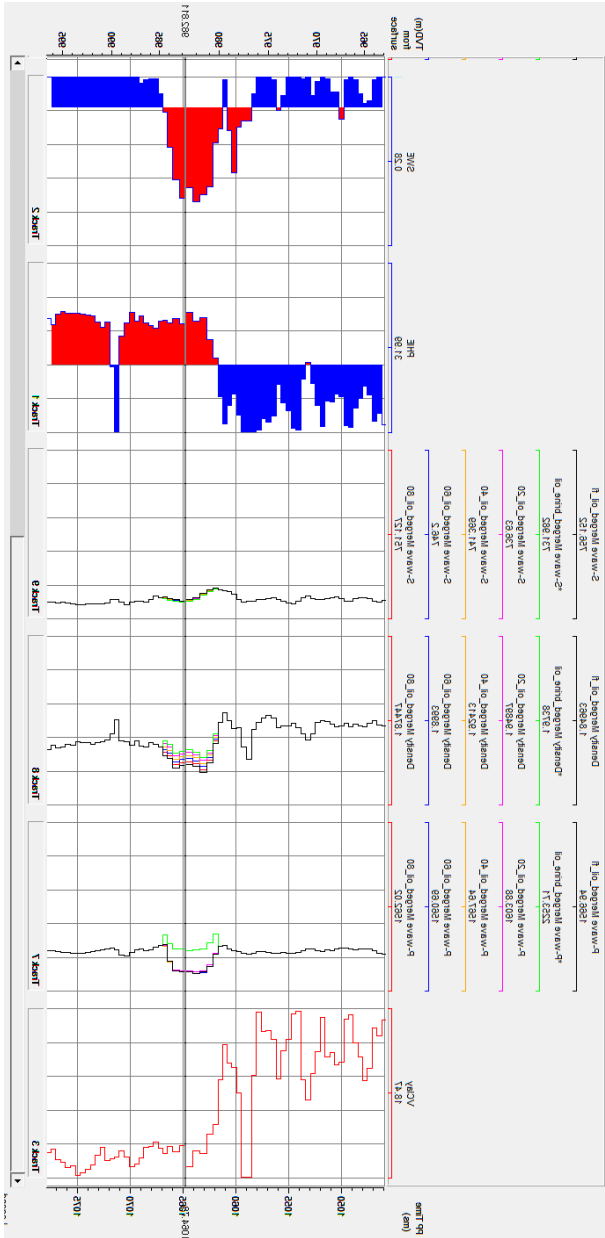
Frekuensi konten pada sintetik ditentukan oleh karakteristik wavelet yang digunakan pada proses sintetik. Ketika data sintetik PP ataupun PS di munculkan pada domain lain, maka spektrum data akan berubah (Hampson Russel, 2008). Ketika Sintetik PS di display pada PP *time* maka data akan dikompres karena frekuensi yang muncul lebih tinggi daripada wavelet frekuensi (Gambar 4.11b). Ketika data sintetik PP di display pada PS *time* maka data sintetik akan tertarik (*stretch*) dan frekuensi konten lebih rendah (Gambar 4.11a)

Time position pada event seismik pada PP time dan PS time berbeda karena disebabkan oleh kecepatan yang digunakan. Pada domain PP time, kecepatan yang digunakan adalah kecepatan gelombang P, sedangkan domain PS time, kecepatan yang digunakan adalah fungsi gelombang P dan S.

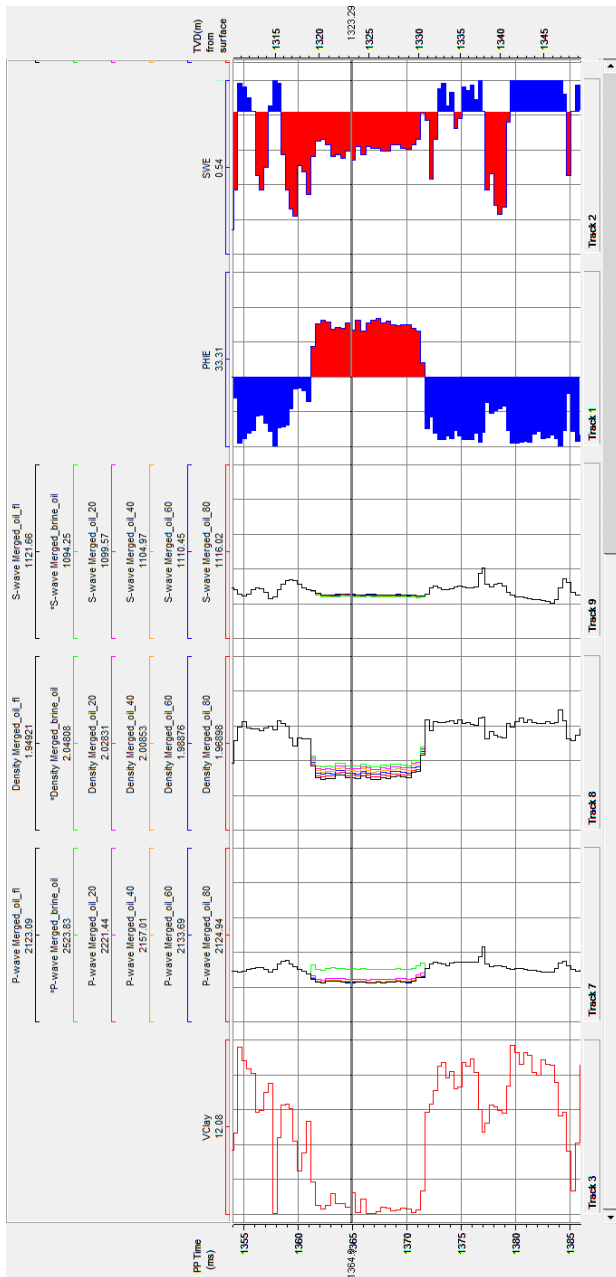


Gambar 4.11 Sintetik *gather* vertikal komponen dan horizontal pada PP *time* (a) komponen vertikal (PP data), (b) komponen horizontal (PS data) dan PS *time* (c) komponen vertikal, (d) komponen horizontal.

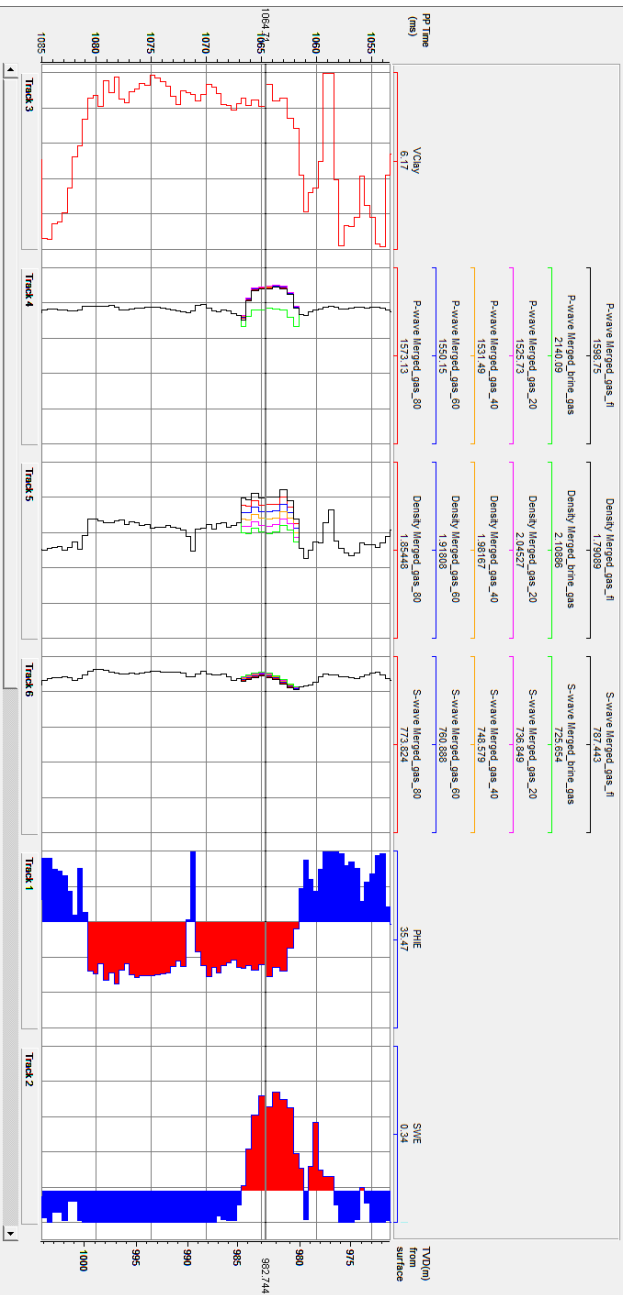
LAMPIRAN



Gambar 1 Perubahan Log Densitas, Kecepatan Gelombang P dan S pada efek saturasi minyak (0%, 20%, 40%, 60%, 80% dan 100%) pada kedalaman 982.79m



Gambar 2 Perubahan Log Densitas, Kecepatan Gelombang P dan S pada efek saturasi minyak (0%, 20%, 40%, 60%, 80% dan 100%) pada kedalaman 1323.28m



Gambar 3 Perubahan Log Densitas, Kecepatan Gelombang P dan S pada efek saturasi gas (0%, 20%, 40%, 60%, 80% dan 100%) pada kedalaman 982.79m

BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Dari Penelitian yang sudah dilakukan dapat diambil kesimpulan bahwa :

1. Perubahan properti batuan akibat fluida pengisi pori berpengaruh terhadap kecepatan gelombang P dan densitas (impedans batuan)
2. Kecepatan gelombang S (V_s) ketika terisi gas akan lebih besar dibandingkan air dan minyak.
3. Kecepatan gelombang P (V_p) naik ketika terisi fluida air dan gas dan turun ketika terisi minyak.
4. V_p batuan terisi gas lebih besar dibandingkan dengan minyak. Hal ini terjadi pada kasus reservoir *gas sand*.
5. Sintetik PS akan terkompres jika di display pada domain waktu PP, sedangkan Sintetik PP akan ter-*stretch* jika di display pada domain PS

5.2 Saran

Saran dari penelitian ini adalah :

1. Pada penelitian selanjutnya, sebaiknya koreksi NMO menggunakan *software* pengolahan data (*processing*) seismic sehingga memberikan hasil penampang yang lebih baik
2. Pada penelitian selanjutnya dapat dilakukan analisis AVO untuk melihat efek amplitude terhadap *offset*

DAFTAR PUSTAKA

- Avrino, Adde., 2011, Analisa AVO dan Sifat Petrofisika untuk membedakan Reson Volcanic Tuff dan Hydrocarbon Sand pada Lapangan Eksplorasi Deepwater, Selat Makassar. Jakarta: Universitas Indonesia
- Batzle, M., and Wang, Z., 1992, Seismic properties of pore fluids: *Geophysics*, **57**, 1396–1408.
- Danesh, A., 1998, PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids: Elsevier
- Gassmann, F., 1951, Über die Elastizität an Porösen Medien: *Vierteljahrsschrift der Naturforschenden Gesellschaft in Zürich*, 96, 1–23.
- Guirigay, T. (2012). Estimation of Shear Wave Velocities from P-P and P-S Seismic Data using Equivalent Offset Migration. Alberta: University of Calgary.
- Hampson-Russel, 1999, AVO Theory.
- Hampson-Russel, 2008, ProMC Well Modeling
- McCain, W. D., 1990, The Properties of petroleum fluids: PennWell Books
- Mariam, Yoese, 2009, Fluid Replacement Model (FRM) Analysis of Telisa Sand Reservoir: YM Field, South Sumatra Basin. Jakarta: Universitas Indonesia
- Simm, R. (2007). Practical Gassman Fluid Substitution in Sand/Shale Sequences. *First Break*, 25, 62-68.
- Smith, T. M., Sondergeld, C. H., & Rai, C. S. (2003). Gassmann fluid substitution: A Tutorial. *Geophysics*, 68, 430-440.
- Stewart, R. R., & Lawton, D. C. (1996). P-S seismic exploration : A mid- term overview. *CREWES Research Reports Volume 8*, 1-34.
- Tatham R. H., and McCormack, M. D., 1998, Multicomponent seismology in petroleum exploration: Investigations in geophysics series – Volume 6, SEG publications

BIODATA PENULIS



Nova Linzai Lahir dan besar di Duri, Riau. Lahir pada tanggal 29 November 1994. Riwayat pendidikan penulis SD Santo Yosef Duri, SMP Cendana Duri, SMA Cendana Duri. Penulis merupakan Presiden dari SEG (Society of Exploration Geophysicists) ITS Student Chapter periode 2014-2015. Penulis merupakan delegasi SEG SC ITS untuk mengikuti Chevron/SEG Student Leadership Symposium 2014 di Denver, Amerika Serikat dengan *travel grant*. Penulis juga berhasil membawa SEG SC ITS pada level SUMMIT. Penulis aktif dalam kegiatan internasionalisasi ITS dan menjadi salah satu volunteer International Office ITS. Kegiatan kepanitiaan Internasional yang sudah diikuti adalah CommTECH (Community and Technological) Camp sejak 2013-2016 dan JWG (Joint Working Group) Indonesia- Perancis. Selain aktif dalam kegiatan yang mengasah *soft-skill*, penulis juga pernah menulis karya tulis berjudul “*Angle of Repose Measurement from Mt. Bromo Material Phreatic Eruption in Sapi Kerep, Ngadirejo, and Ngadisari around Mt. Bromo*” di publikasikan pada PIT 39 HAGI 2014 di Solo. Untuk keterangan lebih jelas mengenai tugas akhir ini dapat menghubungi penulis melalui email : nova.linzai@gmail.com .